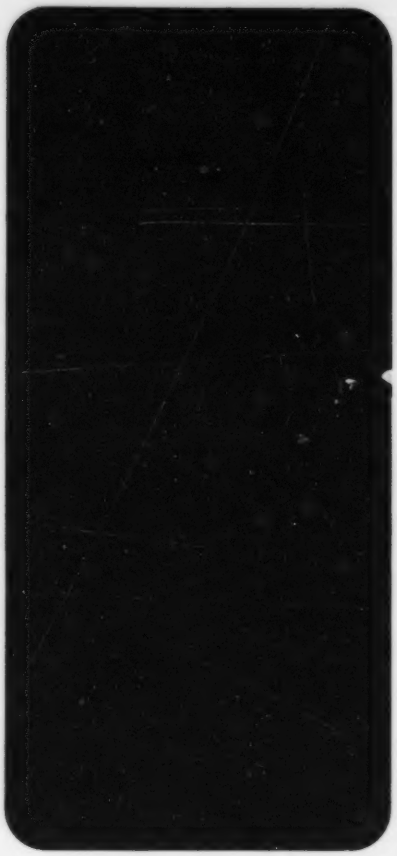


création de la valeur

LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK **RAPPORT ANNUEL** 1999-2000

Énergie NB Power

> ÉNERGIE NB FOURNIT AUX NÉO-BRUNSWICKOIS UNE ÉNERGIE SÉCURITAIRE, FIABLE ET ÉCONOMIQUE. ELLE CRÉE AUSSI DE LA VALEUR POUR LE PROPRIÉTAIRE, LES ABONNÉS ET LE PERSONNEL. ELLE REMPLIT AINSI SON MANDAT LÉGAL « ASSURER LA FOURNITURE CONTINUE DE L'ÉNERGIE SUFFISANTE POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DE LA PROVINCE, EN PERMETTRE LE DÉVELOPPEMENT FUTUR ET PROMOUVOIR L'ÉCONOMIE ET L'EFFICACITÉ DE LA GÉNÉRATION, DE LA DISTRIBUTION, DE LA FOURNITURE, DE LA VENTE ET DE L'UTILISATION DE L'ÉNERGIE ». > DEVANT L'IMMINENCE DE L'ÈRE DE LA DÉRÉGLEMENTATION, NOUS FIXONS DES OBJECTIFS ET DES STRATÉGIES QUI REFLÈTENT L'IMPORTANCE QUE NOUS ACCORDONS À NOTRE POSITIONNEMENT À TITRE DE FOURNISSEUR D'ÉNERGIE PRIVILÉGIÉ DANS UN MARCHÉ EN DÉVELOPPEMENT. > C'EST, ENTRE AUTRES MOYENS, EN SACHANT TIRER ADROITEMENT PROFIT DES OCCASIONS, EN DEMEURANT CONCURRENTIEL ET EN METTANT L'ACCENT SUR UN SERVICE SANS CESSE AMÉLIORÉ QUE NOUS ACCROISSONS NOTRE VALEUR.

→ **POUR LE PROPRIÉTAIRE.**

→ **POUR LES ABONNÉS.**

→ **POUR LE PERSONNEL.**

TABLE DES MATIÈRES > **01** PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES > **02** PROFIL DE L'ENTREPRISE > **04** MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION > **05** MESSAGE DU PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION > **07** HAUTE DIRECTION > **08** EXPANSION ÉCONOMIQUE > **10** REVUE DES ACTIVITÉS > **21** INDICATEURS DE RENDEMENT > **26** DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION > **34** RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES VÉRIFICATEURS > **35** ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS > **49** APERÇU STATISTIQUE > **53** RÉGIE D'ENTREPRISE > **56** CARTE DU RÉSEAU

Le 29 juin 2000

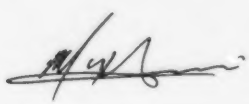
À Son Honneur
L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, M.D.
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Votre Honneur,

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique telle que modifiée, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour l'exercice terminé le 31 mars 2000.

Veuillez agréer, Votre Honneur, l'expression de mes sentiments respectueux.

Le président du conseil d'administration,



Max Lewis

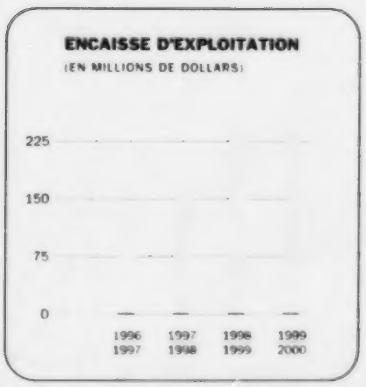
100-07131/

FAITS SAILLANTS

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Rendement financier				
Bénéfice (perte) avant virement et radiation	**17 $**	18 $	(43)$	(87)$
Bénéfice (perte) avant radiation	**17**	27	(21)	(19)
Bénéfice net (perte)	**17**	(423)	(21)	(19)
Encaisse d'exploitation	**243**	247	163	129
Libres mouvements de trésorerie	**196**	189	67	68
Réduction de la dette nette	**233 $**	123 $	44 $	53 $
Ratios et pourcentages financiers				
Marge d'exploitation	**28 %**	30 %	26 %	25 %
Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	**4,51 x**	3,80 x	2,76 x	1,87 x
Dette / Capital	**99 %**	100 %	89 %	89 %
Couverture de l'intérêt*	**1,06 x**	1,06 x	0,86 x	0,72 x

* Fondé sur le bénéfice (perte) avant virement et radiation.

faits saillants



profil de l'entreprise

LA SOCIÉTÉ D'ÉNERGIE DU NOUVEAU-BRUNSWICK REPRÉSENTE LE PLUS IMPORTANT SERVICE PUBLIC D'ÉLECTRICITÉ DU CANADA ATLANTIQUE. SOCIÉTÉ DE LA COURONNE, ELLE A REÇU LE MANDAT LÉGAL DE RÉPONDRE AUX BESOINS ÉNERGÉTIQUES DE LA PROVINCE. FORTE D'UN SOLIDE DOSSIER DE RÉUSSITES, ÉNERGIE NB A RÉCEMMENT PARACHEVÉ SA RÉORGANISATION EN UNITÉS COMMERCIALES DISTINCTES. DE PLUS, ELLE VISE ENCORE À DEVENIR UNE ENTREPRISE PLUS EFFICACE ET PLUS AXÉE SUR SA CLIENTÈLE.

PRODUCTION

Cette unité commerciale exploite un des parcs les plus diversifiés du monde : il compte quatorze centrales alimentées par l'énergie hydraulique, le charbon, le mazout et l'Orimulsion[MD]. Ce réseau de centrales possède maintenant une puissance installée de 3 284 MW.

NUCLÉAIRE

À la centrale de Point Lepreau, le réacteur CANDU 6 de 635 MW produit de l'électricité à un bon prix et fournit jusqu'à 30 % de la puissance d'Énergie NB. Sur le plan des performances opérationnelle et environnementale ainsi que du rendement financier de la Société, la centrale constitue une valeur importante.

TRANSPORT ET DISTRIBUTION

Le personnel, réparti dans cinq régions, gère 32 000 km de lignes de transport et 360 sous-stations et postes pour garantir la distribution fiable et sécuritaire d'électricité à quelque 347 000 clients desservis directement et indirectement. Le centre de conduite du réseau s'occupe du transport et de la distribution et administre les transactions de réservation électronique de transport.

SERVICES À LA CLIENTÈLE ET COMMERCIALISATION

En plus de satisfaire et de fidéliser les clients, l'unité de Services à la clientèle et Commercialisation se concentre sur le contact direct avec le client, le développement du marché, la gestion des comptes et les conseils en énergie. Afin de souscrire à la stratégie « Nos services à votre portée », elle propose de prime abord différents moyens : l'augmentation de l'effectif des centres d'appels et l'adoption d'une nouvelle technologie de l'information axée sur les clients.

SERVICES D'ENTREPRISE

L'unité de Services d'entreprise englobe les groupes suivants : Systèmes de renseignements commerciaux ; Finances ; Planification d'entreprise ; Télécommunications ; Environnement ; Ressources humaines et Administration ; Affaires publiques et Services juridiques. Le rôle de cette unité consiste à épauler les autres unités commerciales et à leur fournir de l'orientation stratégique pour qu'elles produisent et livrent de l'énergie fiable, à faible coût.

message du président

En vertu de la *Loi sur l'énergie électrique*, le mandat d'Énergie NB consiste à « assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la production, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie. »

Pour remplir son mandat et tirer profit de son potentiel, Énergie NB a suivi un plan d'action bien défini afin d'améliorer son exploitation, d'augmenter sa valeur et d'établir une stratégie d'expansion économique. Grâce aux succès obtenus dans chacun de ces secteurs en 1999-2000, nous avons enregistré des résultats financiers et opérationnels positifs, dans l'intérêt du propriétaire, des clients et du personnel.

Le mandat d'Énergie NB, défini dans les années 1920, est présentement réévalué, compte tenu de la déréglementation et de la concurrence dans le secteur énergétique régional. Au Nouveau-Brunswick, la transformation de la politique énergétique suppose un processus délibérant : il y a quelque deux ans, un groupe de travail s'est servi d'un document de discussion sur l'électricité comme base de consultation d'intervenants, au sujet de la déréglementation. À la suite d'un processus de consultation et d'une révision, une commission d'enquête relevant de l'Assemblée législative a recommandé d'apporter des modifications à la politique énergétique du Nouveau-Brunswick. Actuellement, le gouvernement provincial amende la politique énergétique. Grâce au raffermissement de son rendement financier et opérationnel, Énergie NB s'est adroitement positionnée pour faire face à la nouvelle orientation de la politique énergétique et à la concurrence dans un marché déréglementé.

Le conseil d'administration d'Énergie NB s'est engagé à suivre des normes élevées de régie d'entreprise et a officialisé et renforcé, aux cours des deux dernières années, ses pratiques de régie d'entreprise, conformément aux recommandations de la Bourse de Toronto et du Conference Board du Canada. Le conseil d'administration est responsable de :

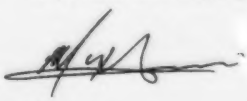
> l'adoption d'un plan stratégique ;
> la mise en place des systèmes nécessaires à l'identification et à la gestion des principaux risques financiers ;
> la mise en vigueur de la planification de la relève à la haute direction ;
> la politique de l'information ;
> l'intégrité des systèmes de comptabilité interne et d'information de gestion.

Le Conseil s'est réuni périodiquement en 1999-2000 pour étudier le rendement global de l'entreprise dans ces secteurs. De plus, les comités de vérification, de l'environnement, des ressources humaines et de régie d'entreprise ont revu, à des intervalles réguliers, les rendements dans ces secteurs respectifs.

De nouveaux membres se sont joints au Conseil, tous provenant du secteur privé et portant des lettres de créance : Mme Barbara S. Bender et MM. Jean-Marc Violette, Roger Clinch et Philippe DesRosiers. Je tiens à leur souhaiter la bienvenue au sein du Conseil. Je désire aussi remercier les membres sortants, Mme Brenda Pirie-Seheult et M. Gary Long, de leur grand apport.

Je veux, en outre, féliciter le personnel et la direction pour leur contribution à la réalisation du mandat de la Société. Avec leur heureux concours en 1999-2000, Énergie NB a tenu son pari de créer de la valeur pour le propriétaire, les clients et le personnel.

Le président du conseil d'administration,



Max Lewis

message du président

En 1999-2000, nous avons enregistré un bénéfice net de 17 millions, ce qui reflète une tendance positive continue d'amélioration des bénéfices nets. Sans une charge de 7 millions attribuable à la réduction de l'effectif de l'unité de Production, le bénéfice net aurait dépassé les 24 millions. Cette charge ponctuelle rapportera, dès 2001-2002, des économies annuelles de 8 millions.

L'encaisse d'exploitation de la Société est stable : de 247 millions qu'elle était en 1998-1999, elle est passée à 243 millions. Les dépenses en capital ont été portées de 68 millions l'an dernier à 95 millions cette année. Ces dépenses supérieures, financées à même l'encaisse d'exploitation, font suite à la décision d'investir stratégiquement pour accroître le rendement ultérieur de la Société. Les libres mouvements de trésorerie, disponibles pour la réduction de la dette, se sont chiffrés à 196 millions en 1999-2000, ce qui représente une augmentation de plus du double, par rapport à il y a deux ans. La réduction de la dette était de 233 millions. C'est le quatrième exercice consécutif où Énergie NB enregistre une réduction de la dette.

Ces indicateurs témoignent d'un rendement important et continu. Au cours des quatre années passées, nous avons enregistré un écart positif supérieur à 100 millions : d'une perte de 87 millions en 1996-1997, nous sommes passés à un revenu net de 17 millions en 1999-2000. Pendant cet intervalle, Énergie NB a réduit sa dette de 453 millions.

Pour Énergie NB, ce sont là des indicateurs clairs d'une reprise soutenue et saine ; pour la province du Nouveau-Brunswick, ils représentent un signe de la valeur grandement accrue de la Société.

Les tranches traditionnelles ont atteint les objectifs de rendement globaux en matière de disponibilité et de fiabilité, assurant ainsi aux abonnés à l'intérieur de la province une fourniture d'électricité fiable et abordable et à la Société des ventes à l'exportation record. Un récent plan de dotation en personnel, élaboré cette année et dont le parachèvement est prévu en 2000-2001, harmonisera l'effectif de l'unité de Production à ceux des services publics les plus performants de l'Amérique du Nord.

La centrale nucléaire de Point Lepreau vient de connaître une autre année d'exploitation fructueuse. Elle a terminé son deuxième plus long cycle d'activités continues depuis sa mise en service. Des initiatives continues – l'intégration de normes internationales, les activités de l'équipe de transition et l'implantation d'un nouveau plan d'affaires – contribueront à l'amélioration du rendement. La définition préparatoire de remise à neuf et l'évaluation des travaux d'ingénierie ont débuté ; de sorte qu'en 2002, nous pourrons décider en toute connaissance de cause de la prolongation de la durée d'activité de la centrale.

L'unité de Transport et Distribution a apporté d'autres améliorations à l'entretien du réseau et examine maintenant des occasions d'affaires avec des organismes régionaux de transport. L'unité de Services à la clientèle et Commercialisation intègre les nouvelles technologies et porte une attention accrue à la formation et au perfectionnement du personnel en vue de mieux servir les abonnés.

Afin d'optimaliser le potentiel d'expansion de la Société, notre stratégie d'expansion économique mise sur l'emplacement géographique unique, la diversité du parc de production et le libre accès au réseau de transport. Pour les nouveaux projets, la Société entrevoit la signature de contrats de partenariat. Les nouvelles occasions d'expansion comprennent aussi la couverture des risques financiers, alliée à des retombées opérationnelles, environnementales et financières attrayantes.

À l'aide de la production d'électricité à partir du gaz naturel pour les ventes à l'intérieur de la province et l'exportation, Énergie NB projette de maximaliser la valeur de son infrastructure. Un développement commun avec Westcoast Energy d'une tranche à cycle combiné au gaz naturel, nommé « Bayside Power », sera terminé au début de 2001. Nous avons entrepris des pourparlers concernant d'autres réaménagements à Courtenay Bay et à d'autres emplacements. De nouveaux modèles de transport sont à l'étude pour tirer profit davantage de nos excellentes interconnexions avec la Nouvelle-Angleterre et l'est du Canada.

Les retombées positives du morcellement de la Société en unités commerciales (en 1996-1997) se remarquent toujours sur le plan des rendements opérationnel et financier. En effet, la Société est beaucoup plus efficace depuis qu'elle a adopté cette structure morcelée, de pair avec la convergence des buts, la mesure du rendement et une plus grande responsabilisation. En 1999-2000, le raffermissement des unités commerciales s'est poursuivi avec la venue de la gestion des risques et les efforts faits pour améliorer les communications.

Énergie NB a lancé un programme, dans chaque unité commerciale, pour intégrer la gestion des risques aux pratiques commerciales et mieux encadrer les méthodes de contrôle. Au niveau des services d'entreprise ou des autres unités commerciales, des équipes étudient les facteurs de risque faisant obstacle à l'atteinte des objectifs commerciaux ; elles élaborent et implantent aussi des plans d'atténuation. Ces plans, et leurs résultats, sont suivis de près à deux niveaux : au comité de direction et au conseil d'administration.

L'initiative mixte portant sur l'amélioration du milieu de travail, appelée « Rapprochement 2000 », représente une autre réalisation très positive. Sous l'égide de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE) et d'Énergie NB, un congrès portant sur les comités d'amélioration du milieu de travail a été tenu en janvier 2000. Subséquemment, nous avons organisé, en avril 2000, des séances de sensibilisation du personnel qui ont servi de tribunes privées à des discussions libres sur l'exploitation courante et l'orientation future de la Société. La présentation des facteurs de risque et la meilleure compréhension des défis auxquels Énergie NB doit faire face mèneront à une prise de décisions et à un rendement améliorés.

Le gouvernement du Nouveau-Brunswick étudie la possibilité de réorganiser le secteur de l'électricité en intégrant cette question à sa revue plus générale de la politique énergétique.

Au centre des réalisations de 1999-2000 – l'amélioration des rendements financier et opérationnel, la nouvelle expansion économique, la gestion des risques et « Rapprochement 2000 » – le personnel a enrichi son expertise et acquis une plus grande maîtrise de ses pratiques commerciales. Prises en bloc, ces réalisations ont contribué à créer une société d'une plus grande valeur pour la province du Nouveau-Brunswick. Dorénavant, Énergie NB pourra mieux tirer profit des occasions qui se présenteront.

Le président et chef de la direction,

James F. Hankinson

(DE GAUCHE À DROITE)

VICE-PRÉSIDENT, SERVICES À LA CLIENTÈLE ET COMMERCIALISATION

SECRÉTAIRE D'ENTREPRISE ET CHEF, SERVICES JURIDIQUES

DIRECTRICE, AFFAIRES PUBLIQUES

VICE-PRÉSIDENT, RESSOURCES HUMAINES ET ADMINISTRATION

VICE-PRÉSIDENT, PLANIFICATION D'ENTREPRISE

VICE-PRÉSIDENT, AMÉLIORATION DU RENDEMENT ET PRÉSIDENT, NB COAL

PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION

DIRECTEUR GÉNÉRAL, PRODUCTION

DIRECTEUR GÉNÉRAL, TRANSPORT ET DISTRIBUTION

VICE-PRÉSIDENT, NUCLÉAIRE

VICE-PRÉSIDENT PRINCIPAL, EXPLOITATION

VICE-PRÉSIDENTE, FINANCES ET SYSTÈMES INFORMATIQUES

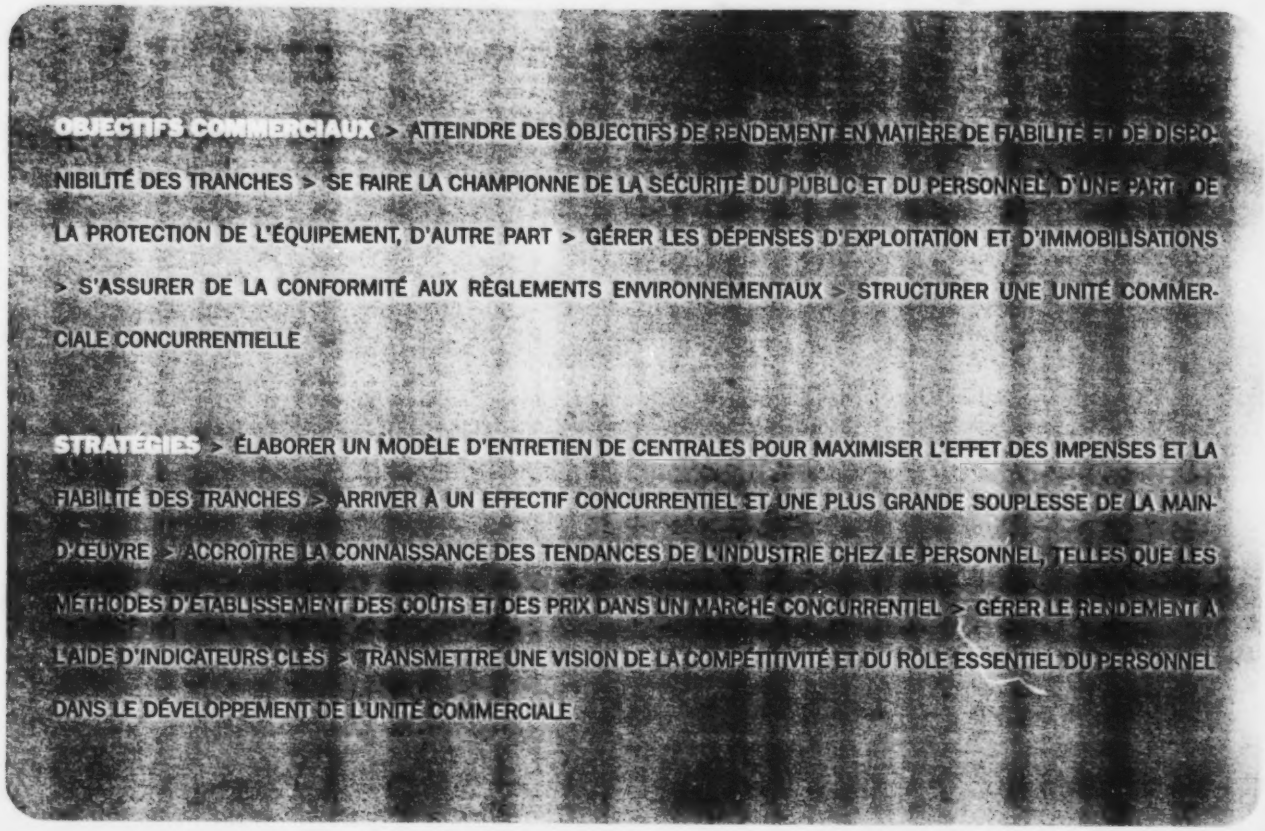
haute direction

> EMPLACEMENT STRATÉGIQUE. DES BIENS CRÉANT UNE PLUS GRANDE VALEUR. L'EXPANSION ÉCONOMIQUE D'ÉNERGIE NB ENTRAÎNERA DES RETOMBÉES FINANCIÈRES, OPÉRATIONNELLES ET ENVIRONNEMENTALES.

LA STRATÉGIE D'EXPANSION ÉCONOMIQUE D'ÉNERGIE NB CONSISTE À TIRER AVANTAGE AU MAXIMUM DE SON EMPLACEMENT GÉOGRAPHIQUE CONTIGU AUX MARCHÉS ÉNERGÉTIQUES EN MUTATION. C'EST AU MOYEN DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR DU GAZ NATUREL – UNE NOUVELLE SOURCE DE COMBUSTIBLE DISPONIBLE DANS LA RÉGION – ET DU TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ VERS CES MARCHÉS EN PLEINE CROISSANCE QUE NOUS Y PARVIENDRONS. DES ENTENTES DE PARTENARIAT PERMETTANT D'ASSUMER LES RISQUES ET DE PROFITER DES RETOMBÉES CONJOINTEMENT DIMINUERONT LE RISQUE GLOBAL ENCOURU PAR ÉNERGIE NB POUR SA PARTICIPATION.

NOUS AVONS ÉLABORÉ CETTE STRATÉGIE À LA SUITE DE LA TRANSFORMATION, EN 1998, DU RÉSEAU DE TRANSPORT EN UN SERVICE DE LIBRE ACCÈS AU TRANSIT VERS L'EXTÉRIEUR ET À TRAVERS UN TERRITOIRE. TOUS LES PRODUCTEURS (INCLUANT LES INDÉPENDANTS) PEUVENT ACHETER DES SERVICES DE TRANSPORT SUR LA BASE DE PRATIQUES NON SÉLECTIVES, GRÂCE À LA SÉPARATION DE NOS ACTIVITÉS DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT. CET ACCÈS ÉQUITABLE AUX MARCHÉS EXTÉRIEURS SUPPRIMERA LES OBSTACLES AUX PROJETS PRIVÉS ET ACCROÎTRA LA VALEUR DU RÉSEAU DE PRODUCTION ET DE TRANSPORT D'ÉNERGIE NB.

> DANS LE CADRE DU DOSSIER DE BAYSIDE POWER, ÉNERGIE NB A CONCLU UNE ENTENTE DE PARTENARIAT AVEC WESTCOAST ENERGY POUR CONVERTIR UNE TRANCHE DE LA CENTRALE AU MAZOUT DE COURTENAY BAY EN UNE TRANCHE À CYCLE COMBINÉ AU GAZ NATUREL DE 265 MW. DÈS 2001, ÉNERGIE NB ACHÈTERA L'EXTRANT PENDANT LES MOIS D'HIVER ET LAISSERA LA POSSIBILITÉ D'EXPORTER DE L'ÉLECTRICITÉ AUX ÉTATS-UNIS LE RESTANT DE L'ANNÉE. > ÉNERGIE NB ÉTUDIE LA POSSIBILITÉ D'UN NOUVEAU RÉAMÉNAGEMENT À COURTENAY BAY. > NOUS EXAMINONS AUSSI LA POSSIBILITÉ DE RÉALISER DES PROJETS À D'AUTRES EMPLACEMENTS, INCLUANT L'EXPLOITATION DU GAZ NATUREL OU LA CONVERSION DU COMBUSTIBLE. > SE FIANT À L'ARRÊT 2000 DE LA FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC) AMÉRICAINE À L'ÉGARD DE LA CONSTITUTION D'ORGANISMES RÉGIONAUX DE TRANSPORT (ORT), ÉNERGIE NB SOUPÈSE LES POSSIBILITÉS D'AFFAIRES AVEC D'AUTRES SERVICES PUBLICS VOISINS. LES ORT REPRÉSENTENT PLUSIEURS SERVICES OU RÉSEAUX QUI ENCOURAGENT LE COMMERCE D'ÉLECTRICITÉ PAR DE VASTES RÉGIONS. CETTE MISE EN VALEUR ACCROÎTRAIT LA CAPACITÉ D'INTERCONNEXION D'ÉNERGIE NB AVEC D'AUTRES PARTENAIRES EN NOUVELLE-ANGLETERRE ET DANS L'EST DU CANADA. > ÉNERGIE NB A CONCLU AVEC ENRON CANADA LA VENTE DE DEUX TRANCHES DE TURBINES À COMBUSTION DE 100 MW. LE PRODUIT DE CETTE VENTE, DE 26 MILLIONS DE DOLLARS AMÉRICAINS, A ÉTÉ AFFECTÉ À LA RÉDUCTION DE LA DETTE.



OBJECTIFS COMMERCIAUX > ATTEINDRE DES OBJECTIFS DE RENDEMENT EN MATIÈRE DE FIABILITÉ ET DE DISPONIBILITÉ DES TRANCHES > SE FAIRE LA CHAMPIONNE DE LA SÉCURITÉ DU PUBLIC ET DU PERSONNEL, D'UNE PART, DE LA PROTECTION DE L'ÉQUIPEMENT, D'AUTRE PART > GÉRER LES DÉPENSES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS > S'ASSURER DE LA CONFORMITÉ AUX RÈGLEMENTS ENVIRONNEMENTAUX > STRUCTURER UNE UNITÉ COMMERCIALE CONCURRENTIELLE

STRATÉGIES > ÉLABORER UN MODÈLE D'ENTRETIEN DE CENTRALES POUR MAXIMISER L'EFFET DES IMPENSES ET LA FIABILITÉ DES TRANCHES > ARRIVER À UN EFFECTIF CONCURRENTIEL ET UNE PLUS GRANDE SOUPLESSE DE LA MAIN-D'ŒUVRE > ACCROÎTRE LA CONNAISSANCE DES TENDANCES DE L'INDUSTRIE CHEZ LE PERSONNEL, TELLES QUE LES MÉTHODES D'ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX DANS UN MARCHÉ CONCURRENTIEL > GÉRER LE RENDEMENT À L'AIDE D'INDICATEURS CLÉS > TRANSMETTRE UNE VISION DE LA COMPÉTITIVITÉ ET DU RÔLE ESSENTIEL DU PERSONNEL DANS LE DÉVELOPPEMENT DE L'UNITÉ COMMERCIALE

CETTE UNITÉ COMMERCIALE EXPLOITE UN DES PARCS DE PRODUCTION LES PLUS DIVERSIFIÉS DU MONDE : IL COMPTE QUATORZE CENTRALES ALIMENTÉES PAR L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE, LE CHARBON, LE MAZOUT ET L'ORIMULSION^MD. CE RÉSEAU DE CENTRALES TRADITIONNELLES POSSÈDE MAINTENANT UNE PUISSANCE INSTALLÉE DE 3 284 MW.

SOURCE D'ÉLECTRICITÉ FIABLE. TARIFICATION CONCURRENTIELLE. NOTRE MISSION : ÊTRE SÛR, FOURNIR DE L'ÉNERGIE À UN PRIX ABORDABLE ET BIEN SE POSITIONNER DANS UN MARCHÉ DÉRÉGLEMENTÉ.

RÉALISATIONS COMMERCIALES

Les tranches ont atteint les objectifs de rendement globaux fixés relativement à la fiabilité et à la disponibilité. Nous avons enregistré une production hydroélectrique nette record de 2 999 GWh – témoignant à la fois de la grande hauteur pluviométrique et de la fiabilité des tranches –, soit une augmentation de 13 % par rapport à une moyenne à long terme.

Grâce à l'excellent travail de dénombrement, de vérification et de révision de l'équipement et des logiciels à risque, le passage à l'an 2000 s'est déroulé sans incident.

Les bénéfices d'exportation dépassent de 20 millions de dollars les prévisions budgétaires.

L'entreprise a vendu à Enron Canada deux turbines à combustion excédentaires situées à Millbank. Le prix de vente, d'environ 26 millions de dollars US, a contribué à réduire la dette.

Les améliorations des méthodes d'inventaire et de la gestion immobilière sont à l'origine de la réduction de plus de 1 million de dollars en besoins de liquidités.

Selon les indicateurs utilisés pour mesurer les eaux usées, les émissions atmosphériques et les déversements, nous avons amélioré notre rendement environnemental.

L'installation d'un précipitateur humide dans l'épurateur existant à Dalhousie permettra d'améliorer l'apparence du panache. (L'épurateur est utilisé pour enlever les émissions de dioxyde de soufre et le précipitateur humide, pour cueillir – à l'aide de plaques et de fils électrisés – les particules des gaz de combustion qui noircissent le panache.) Cette installation s'avère une première

production

en Amérique du Nord. Les travaux ont commencé au printemps 2000, lors de l'arrêt d'entretien annuel de la centrale.

NB Coal, une filiale à 100 % d'Énergie NB, a atteint son objectif de production de 300 000 tonnes. Pour une troisième année, le Prix national de sécurité John T. Ryan lui a été décerné pour le niveau de blessures le plus faible dans ce secteur. Au 31 mars 2000, la filiale a été en exploitation 1 263 jours sans accident avec perte de temps.

STRUCTURATION D'UNE UNITÉ COMMERCIALE CONCURRENTIELLE

Pour tirer profit au maximum des avantages financiers, nous avons instauré un service de commercialisation en vrac, qui coordonne le potentiel de production avec les ventes d'interconnexions et les possibilités d'achat. L'unité commerciale est dorénavant responsable de la répartition horaire de la production, une activité non réglementée.

Nous avons redéfini l'effectif afin de garder des coûts de production concurrentiels. En juin 2000, l'unité comptera moins de 500 employés. Ce nombre a été établi à la suite d'une étude des centrales les plus performantes de l'Amérique du Nord. Ce rajustement se fera au moyen de la réaffectation du personnel excédentaire au sein d'autres unités commerciales et de retraites anticipées.

En vue d'aider à l'implantation d'un plan de dotation en personnel et d'autres initiatives amélioratives, nous avons mis sur pied un service des ressources humaines spécial dans l'unité de Production. Un colloque à l'intention des comités mixtes d'amélioration du milieu de travail a eu lieu en janvier 2000 et des séances de sensibilisation ont permis de faire part à tout le personnel de l'orientation future de l'unité commerciale.

Énergie NB a lancé un programme, dans chaque unité commerciale, pour intégrer la gestion des risques aux pratiques commerciales et pour mieux encadrer les méthodes de contrôle. Au niveau des services d'entreprise ou des autres unités commerciales, des équipes étudient les facteurs de risque faisant obstacle à l'atteinte des objectifs commerciaux ; elles élaborent et implantent aussi des plans d'atténuation. Ces plans, et leurs résultats, sont suivis de près à deux niveaux : au comité de direction et au conseil d'administration. Au sein de l'unité de Production, la gestion des risques devient la pierre angulaire de la planification et des pratiques. En 1999-2000, une des premières réalisations du programme a consisté à offrir au personnel un atelier de rétroaction portant sur les politiques courantes, le suivi et la responsabilisation.

nucléaire

À LA CENTRALE DE POINT LEPREAU, LE RÉACTEUR CANDU 6 DE 635 MW PRODUIT DE L'ÉLECTRICITÉ À UN COÛT ÉCONOMIQUE ET FOURNIT JUSQU'À 30 % DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE NB. SUR LE PLAN DES RENDEMENTS OPÉRATIONNEL, ENVIRONNEMENTAL ET FINANCIER DE LA SOCIÉTÉ, LA PRODUCTION FIABLE DE LA CENTRALE CONSTITUE UNE VALEUR IMPORTANTE.

LA QUALITÉ, IMMÉDIATEMENT ! UN AVENIR GARANTI. NOTRE MISSION : SE PRÉPARER À LA REMISE À NEUF DE POINT LEPREAU ET PARVENIR À DES NORMES D'EXPLOITATION DE CLASSE MONDIALE.

RÉALISATIONS COMMERCIALES

Au cours de l'exercice, la centrale a été exploitée à un facteur de capacité de 72 %. Ce pourcentage, en deçà des 79 % prévus, est attribuable à un arrêt d'entretien planifié prolongé. Point Lepreau a terminé son deuxième plus long cycle d'activités continues depuis sa mise en service en 1982. Un seul arrêt sécuritaire non prévu est survenu, après que la foudre eut frappé une ligne de transport.

La phase de définition biennale du projet de remise à neuf de la centrale s'est amorcée. L'évaluation de l'ingénierie préliminaire des composants et des installations (dans l'optique d'un remplacement à grande échelle des canaux de combustible) et l'évaluation de l'état des systèmes ont nécessité un investissement de 40 millions de dollars. Si le projet de remise à neuf est accepté, trois phases supplémentaires suivront :

> La préparation : l'ingénierie détaillée des systèmes et l'examen des facteurs en jeu pour l'obtention d'un permis.
> La réalisation : le remplacement de 380 canaux de combustible, la remise à neuf des systèmes, l'ajustement de la génératrice et la mise en place d'améliorations du système de sécurité.
> L'après-arrêt : l'évaluation des travaux d'entretien futurs et l'ordonnancement.

Nous avons soumis à la CCEA une demande et de la documentation auxiliaire pour le renouvellement du permis d'exploitation de deux ans. Des audiences publiques officielles

> SÉCURITÉ : ÉTABLIR UNE SOLIDE CULTURE DE SÉCURITÉ NUCLÉAIRE > COÛT : PLANIFIER ET GÉRER UN CALENDRIER D'ARRÊTS > PRODUCTION : MAINTENIR UNE EXPLOITATION CONSTANTE ET PRÉVISIBLE ET OBTENIR L'AVAL À UNE REMISE À NEUF > EFFICACITÉ ORGANISATIONNELLE : AVOIR LA CONFIANCE DE LA WANO (ASSOCIATION MONDIALE DES EXPLOITANTS DE CENTRALES NUCLÉAIRES) ET DE LA CCEA (COMMISSION DE CONTRÔLE DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE)

> S'ASSURER DE DONNER PRIORITÉ À LA SÉCURITÉ ET À LA QUALITÉ ET UTILISER DES MÉTHODES CONFORMES AUX NORMES DE QUALITÉ > OPTIMISER LES COÛTS DE PRODUCTION ET AJUSTER LE FACTEUR DE CAPACITÉ À LA DURÉE D'ACTIVITÉ À L'INTÉRIEUR DES CYCLES D'ARRÊT D'ENTRETIEN PLANIFIÉ DE 18 MOIS > AMÉLIORER LES MÉTHODES DE TRAVAIL ET OFFRIR DE LA FORMATION SUR LE RENDEMENT DE CLASSE INTERNATIONALE > SE PRÉPARER À LA REMISE À NEUF DE POINT LEPREAU POUR EN FAIRE UNE CENTRALE DE CLASSE MONDIALE > METTRE EN PLACE LE NOUVEAU *PLAN D'AFFAIRES DE POINT LEPREAU*

seront tenues en juin 2000, et une décision devrait être rendue publique en octobre 2000.

La sécurité au travail a été améliorée : nous avons répertorié une diminution des jours perdus pour cause d'accidents.

STRUCTURATION D'UNE UNITÉ COMMERCIALE CONCURRENTIELLE

Le *Plan d'affaires de Point Lepreau* a été publié en mars 2000. Spécifiquement pour l'unité commerciale, y sont définis les objectifs, les stratégies et les priorités préalables à la remise à neuf et à l'exploitation de la centrale selon un standard de classe mondiale. Nous avons identifié les priorités pour 2000-2001, dont les projets principaux sont : la continuation de la « participation » des gestionnaires ; les activités de l'équipe de transition ; la préparation à la remise à neuf et aux appréciations indépendantes. À la suite des inspections de la WANO, d'un engagement pris auprès de la CCEA et d'une étude de définition de la remise à neuf, nous avons établi LA priorité : la « participation » des gestionnaires.

En accord avec les objectifs commerciaux, le développement organisationnel progresse. La création d'équipes spéciales pour la remise à neuf, la gestion des arrêts et la transition fait partie intégrante de ce processus. De plus, nous avons ajouté les fonctions de conception et formé un nouveau groupe d'Installations.

L'équipe de transition a appuyé les gestionnaires à l'amélioration des méthodes de travail et à l'efficacité organisationnelle. Nous avons donné de la formation à tout le personnel sur la vision et sur les communications interpersonnelles. En 2000-2001, nous offrirons aussi de la formation sur les normes de rendement au personnel de toutes les unités commerciales.

Nous avons formé une équipe de gestion des arrêts. Le début d'un nouveau cycle de gestion des arrêts d'entretien planifiés de 18 mois permettra d'optimaliser le facteur de capacité.

Les éléments identifiés lors de l'inspection de la WANO en 1999 sont toujours à l'étude. En avril 2000, les visites techniques de la WANO permettront de suivre les progrès en efficacité humaine et organisationnelle ainsi qu'en gestion des arrêts d'entretien.

OBJECTIFS COMMERCIAUX > INSTITUER, CHEZ LES EMPLOYÉS ET LE PUBLIC, UNE SOLIDE CULTURE DE SÉCURITÉ > ASSURER, À TOUS LES CLIENTS, UNE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ FIABLE > PARVENIR À UNE EFFICACITÉ CONTINUE DES ACTIVITÉS > SE CONCENTRER SUR LA PRESTATION D'UN SERVICE À LA CLIENTÈLE DE QUALITÉ > VEILLER À LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT > SE POSITIONNER AVANTAGEUSEMENT FACE À LA CONCURRENCE

STRATÉGIES > CONSOLIDER LA FIABILITÉ DU RÉSEAU AU MOYEN D'AMÉLIORATIONS DU SYSTÈME EFFICACES, DE L'ENTRETIEN ET DE LA CROISSANCE > IMPLANTER UN PROGRAMME DE SENSIBILISATION À LA SÉCURITÉ ET DONNER DE LA FORMATION CONNEXE > ACCROÎTRE L'EFFICACITÉ DES ACTIVITÉS, NOTAMMENT EN GESTION DES ARRÊTS, PLANIFICATION DU TRAVAIL ET ÉVALUATION DES RISQUES > METTRE SUR PIED UN PROGRAMME D'AMÉLIORATION DES MÉTHODES DE SERVICE À LA CLIENTÈLE > METTRE AU POINT UNE APPROCHE D'AFFAIRES PROACTIVE AFIN DE FAIRE FACE À LA CONCURRENCE

LE PERSONNEL DE L'UNITÉ DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION (T/D) GÈRE 32 000 KM DE LIGNES DE TRANSPORT ET 360 SOUS-STATIONS ET POSTES POUR GARANTIR LA DISTRIBUTION FIABLE ET SÉCURITAIRE D'ÉLECTRICITÉ À QUELQUE 347 000 CLIENTS (DESSERVIS DIRECTEMENT ET INDIRECTEMENT) À L'INTÉRIEUR ET À L'EXTÉRIEUR DE LA PROVINCE. LE CENTRE DE CONDUITE DU RÉSEAU S'OCCUPE DU TRANSPORT ET DE LA DISTRIBUTION ET ADMINISTRE LES TRANSACTIONS DE RÉSERVATION ÉLECTRONIQUE DE TRANSPORT.

FIABILITÉ DE L'EXPLOITATION. EFFICACITÉ COMMERCIALE. UNE ATTENTION RENOUVELÉE ENVERS LES CLIENTS, DES ACTIVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION ADAPTÉES.

RÉALISATIONS COMMERCIALES

Le passage à l'an 2000 s'est déroulé sans aucune interruption de service pour les clients.

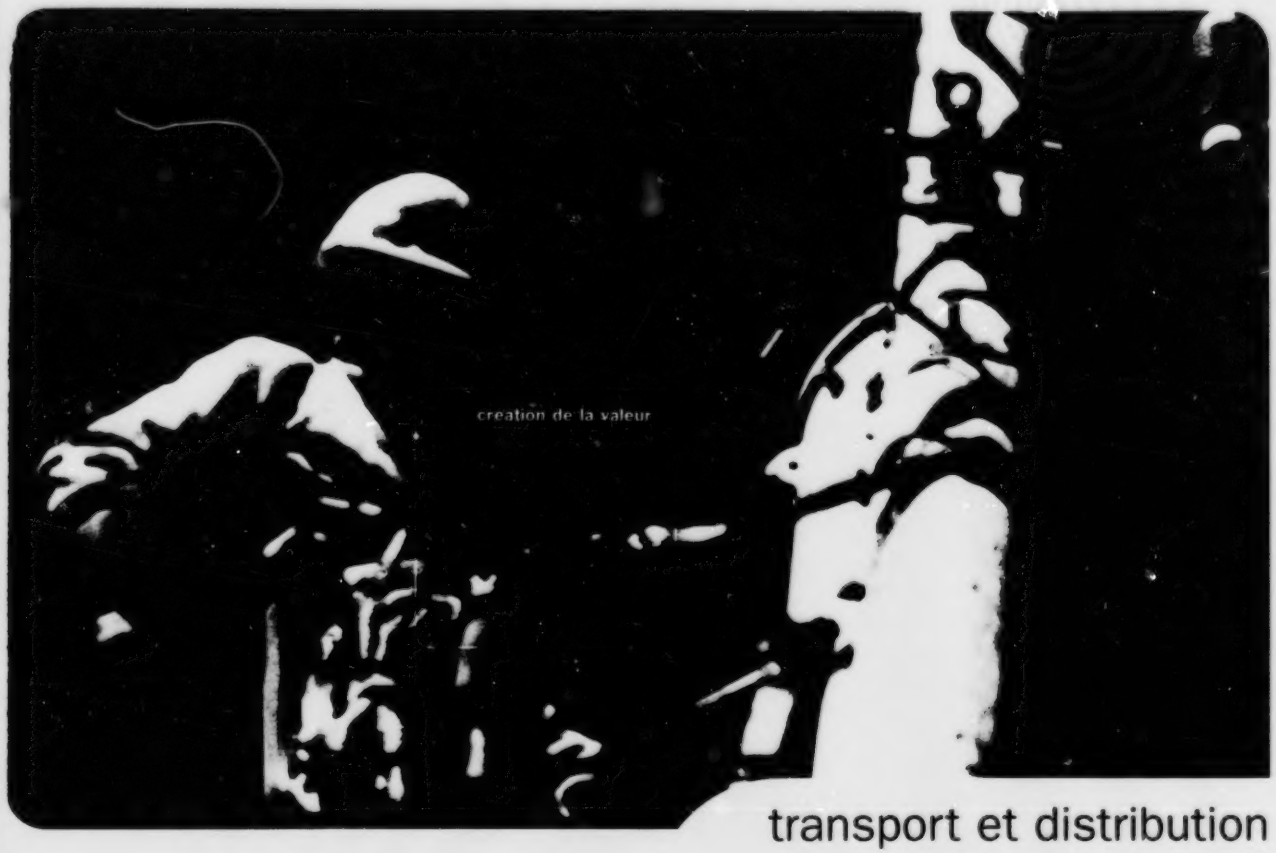
Pour le nouveau marché du détail au nord du Maine, nous avons conclu un accord de fourniture de produits et services. L'unité de Transport et Distribution a pris part aux discussions portant sur l'élaboration d'un modèle d'administrateur de réseau autonome, en accord avec le concept de concurrence loyale au nord du Maine.

Nous avons remplacé un ancien système analogique de télécommunications par un système numérique et parachevé l'expansion de l'anneau hertzien sud. Ces deux réalisations augmenteront la fiabilité du système, le service à la clientèle et la capacité de rétablissement d'urgence.

Subséquemment à la tempête de verglas de 1998, nous avons entrepris une importante revue technique pour évaluer, à l'aide de normes techniques, la fiabilité du système, des structures et des méthodes. Nous avons intégré les conclusions aux plans d'affaires et d'exploitation quinquennaux.

Tous les opérateurs du réseau de transport – les opérateurs principaux , les coordonnateurs et les opérateurs – ont obtenu d'excellents résultats lors de l'accréditation auprès de la North American Electric Reliability Council.

Nous avons poursuivi le programme de remise à neuf du parc automobile, ce qui a permis d'évaluer les besoins et d'élaborer les appels d'offres avec une efficacité accrue.



transport et distribution

La Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail du Nouveau-Brunswick a procédé à une vérification de santé et sécurité concluante : nous avons obtenu une mention, témoignage de l'évolution positive vers une solide culture de sécurité.

STRUCTURATION D'UNE UNITÉ COMMERCIALE CONCURRENTIELLE

Nous avons terminé la séparation des activités de production, de transport et de commercialisation, partie intégrante de notre transformation en vue d'accorder aux tiers l'accès non discriminatoire au réseau de transport. Nous avons établi les coûts ou prix de chacun des composants de tous les types de services offerts.

Se fiant à l'arrêt 2000 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) américaine à l'égard de la constitution d'organismes régionaux de transport (ORT), Énergie NB soupèse les possibilités d'affaires avec d'autres services publics voisins. Les ORT représentent plusieurs services ou réseaux qui encouragent le commerce d'électricité par de vastes régions. Cette mise en valeur accroîtrait la capacité d'interconnexion d'Énergie NB avec d'autres partenaires en Nouvelle-Angleterre et dans l'est du Canada.

Notre participation proactive aux travaux de la North American Electric Reliability Organization se poursuit, donnant un aperçu du secteur d'activité et de la déréglementation concurrentielle du marché.

Nous procédons actuellement à la restructuration des méthodes de travail des systèmes de gestion des arrêts et de planification du travail. Cette amélioration mise sur l'implantation réussie d'un système de renseignements sur les clients et de facturation d'avant-garde.

Nous avons amélioré le service à la clientèle en ouvrant des bureaux administratifs dans cinq régions.

Énergie NB a lancé un programme, dans chaque unité commerciale, pour intégrer la gestion des risques aux pratiques commerciales et mieux encadrer les méthodes de contrôle. Au niveau des services d'entreprise ou des autres unités commerciales, des équipes étudient les facteurs de risque faisant obstacle à l'atteinte des objectifs commerciaux ; elles élaborent et implantent aussi des plans d'atténuation. Ces plans, et leurs résultats, sont suivis de près à deux niveaux : au comité de direction et au conseil d'administration. Au sein de l'unité de T/D, ce processus entièrement participatif a permis d'identifier des champs d'action clés, par exemple : l'entretien centralisé fiable ; la planification de la relève ; le développement d'un sens aigu des affaires et la définition de stratégies de leadership.

Pour les importants clients industriels, nous élaborons des plans de travail afin d'améliorer la qualité et la fiabilité du réseau.

services à la clientèle et commercialisation

EN PLUS DE SATISFAIRE LES CLIENTS, L'UNITÉ DE SERVICES À LA CLIENTÈLE ET COMMERCIALISATION SE CONCENTRE SUR SA STRATÉGIE « NOS SERVICES À VOTRE PORTÉE ». DES INVESTISSEMENTS SUBSTANTIELS ONT ÉTÉ FAITS EN NOUVELLES TECHNOLOGIES DE SERVICES AINSI QU'EN FORMATION ET PERFECTIONNEMENT DU PERSONNEL.

GESTION DU CHANGEMENT. SERVICE DE QUALITÉ. NOS PRATIQUES CHANGENT : NOUS NOUS ADAPTONS AUX DÉFIS CONCURRENTIELS ; MAIS NOTRE ENGAGEMENT ENVERS UN SERVICE À LA CLIENTÈLE DE QUALITÉ DEMEURE.

RÉALISATIONS COMMERCIALES

L'installation d'un système de renseignements sur les clients et de facturation de pointe s'avère une réussite. Le nouveau système de soins et services aux abonnés de SAP permet la facturation mensuelle de plus de 300 000 clients et l'incorporation de renseignements sur les clients à nos autres systèmes de SAP.

Nous installons présentement un réseau téléphonique de pointe dans les centres d'appel de Services à la clientèle et de Crédit et Perception ainsi qu'au centre de conduite du réseau. L'installation achevée, nous aurons accès à : la réponse vocale interactive, la distribution d'appels automatique et l'interface ordinateur/téléphone ; fonctions qui permettront d'offrir plus d'options de service aux clients et de meilleurs outils de travail aux préposés. Il y aura aussi amélioration du fort débit de traitement des appels en amont et en aval pendant les pannes de courant.

Énergie NB a implanté un programme innovateur qui offre aux clients la possibilité d'acquitter des factures de sociétés différentes avec leur carte de débit en utilisant le même clavier NIP. Cette réalisation, un inédit au Canada, a été rendue possible grâce au concours de NBTel et d'une importante banque à charte canadienne.

Notre nouveau site Internet (www.energienb.com) représente un autre moyen de communication et de fourniture de services aux clients. Ce site bilingue convivial les renseigne – en tenant compte de leurs besoins et de ceux d'autres tiers. Les visiteurs du site peuvent demander : le raccordement, le débranchement, l'installation de nouveaux services, l'adhésion aux régimes de paiement, la réponse aux questions les plus fréquemment posées.

> AMÉLIORER LE SERVICE À LA CLIENTÈLE > FOURNIR DES SERVICES À UN COÛT CONCURRENTIEL > FIXER LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ, AU FIL DU TEMPS, EN FONCTION DU MARCHÉ ANTICIPÉ > PROMOUVOIR LES AVANTAGES DE L'ÉLECTRICITÉ

> OFFRIR DES SERVICES À LA CLIENTÈLE, PAR LA PRÉSENCE DE REPRÉSENTANTS DANS DES BUREAUX RÉGIONAUX > SE CONCENTRER ENCORE SUR LE SERVICE, AU MOYEN DE CENTRES DE SERVICE À LA CLIENTÈLE CENTRALISÉS > AMÉLIORER LA QUALITÉ ET LA RENTABILITÉ DES MÉTHODES DE PRESTATION DU SERVICE À LA CLIENTÈLE. > ÉLABORER DES OPTIONS DE LIBRE-SERVICE ÉLECTRONIQUES POUR LE RÉSEAU TÉLÉPHONIQUE ET LE SITE INTERNET > PROPOSER AUX CLIENTS UN LARGE ÉVENTAIL DE MÉTHODES DE PAIEMENT > TERMINER L'AUTOMATISATION DES MÉTHODES DE DÉPÔT AFIN D'ACCÉLÉRER LA MISE À JOUR DES COMPTES ET D'EXERCER UN CONTRÔLE EFFICACE > MAINTENIR ET AMÉLIORER NOTRE PART DE MARCHÉ EN REGARD DES FORMES D'ÉNERGIES CONCURRENTES GRÂCE À LA COMMERCIALISATION DE NOS PRODUITS > ÉTABLIR AVEC ARDEUR DES RELATIONS AVEC LES CLIENTS D'AFFAIRES ET INSTITUTIONNELS EN COMPRENANT MIEUX LES ACTIVITÉS EXERCÉES ET EN LES CONSEILLANT SUR L'UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET LES QUESTIONS ÉNERGÉTIQUES

Ils peuvent aussi en connaître plus sur nos produits et services.

Nous avons concentré, au cours des dernières années, nos efforts sur le rendement des méthodes de perception de sorte que le nombre de comptes en souffrance a diminué. Le nouveau système de renseignements sur les clients et de facturation permet l'identification rapide des clients en difficulté financière.

L'installation de compteurs plus perfectionnés pour les clients d'affaires et institutionnels permet, de notre part et de leur part, une meilleure compréhension de l'utilisation de l'énergie. De plus, cela offre aux responsables de compte la possibilité d'exprimer des conseils sur la gestion de l'énergie. Comme nous installons plus de compteurs à fréquence chaque année, nous avons mis à niveau le logiciel connexe pour traiter des données de facturation et des données expérimentales.

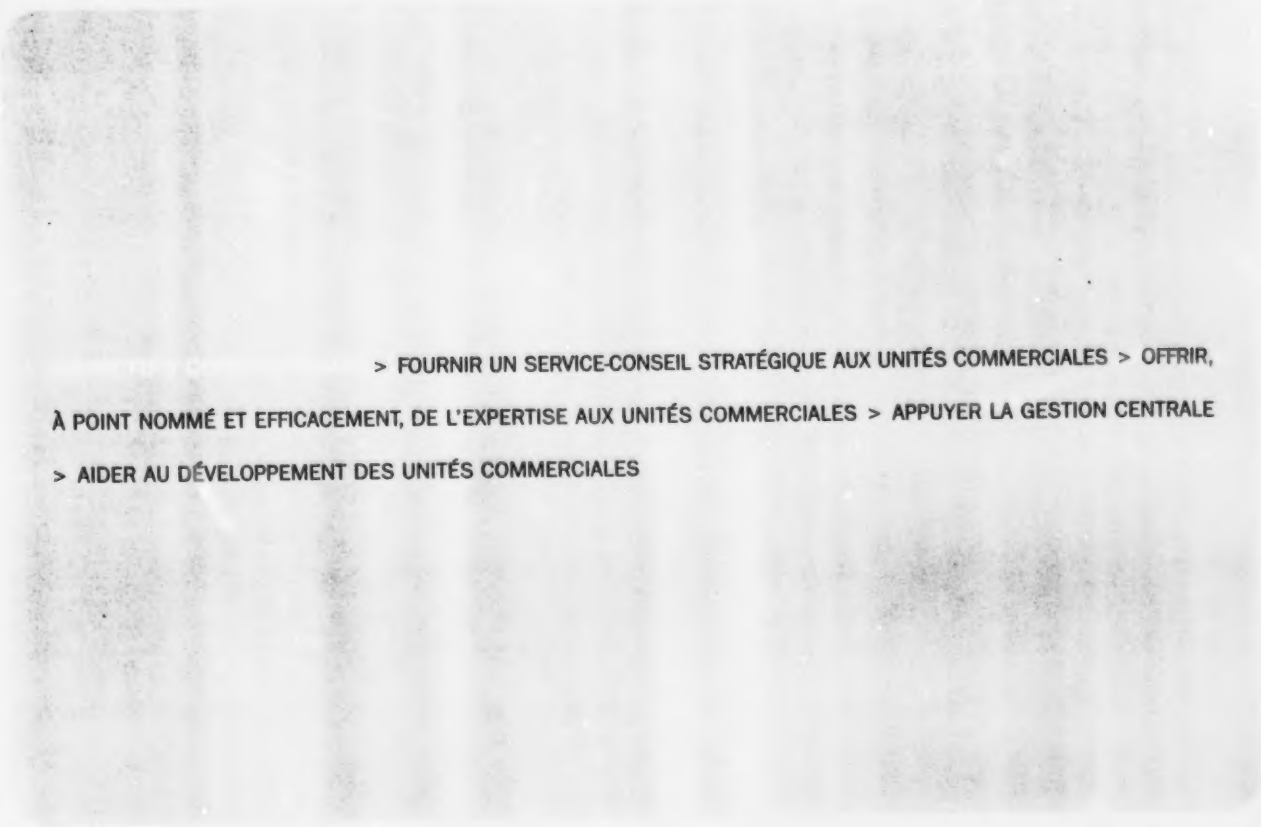
À la suite de la revue de toutes les méthodes de travail et des systèmes, le passage à l'an 2000 s'est déroulé sans encombre. Durant la phase critique de préparation au passage, nous avons aussi fait des efforts supplémentaires pour tester les transactions et la ligne téléphone/télécopieur.

STRUCTURATION D'UNE UNITÉ COMMERCIALE CONCURRENTIELLE

Pour resserrer la gestion financière et la gestion du rendement, nous avons ajouté un contrôleur à l'unité commerciale. Au cours de l'exercice, nous avons réuni la comptabilité des revenus et toutes les fonctions de facturation dans l'unité de Services à la clientèle et Commercialisation. Dorénavant, il s'avérera de la plus haute importance d'identifier les méthodes de prestation de services et d'évaluer leurs coûts et leur efficacité.

Au fil du temps, l'unité commerciale se devra d'élaborer plus d'une culture axée sur la commercialisation et les ventes. Les conseillers en énergie et les responsables de compte doivent maintenant intégrer une orientation « ventes » à leur rôle-conseil. Un important outil de communication, le bulletin *Pulse*, sert à diffuser l'information commerciale. L'accès au gaz naturel dans la province, à la fin de 2000, accentuera la lutte concurrentielle des combustibles. À cet effet, nous élaborons des programmes de commercialisation généraux et spécifiques, selon des sondages auprès de la clientèle et des groupes types.

Les questions de perfectionnement du personnel et de leadership recevront une attention supérieure, car l'unité commerciale désire accroître son rendement. Nous avons instauré un comité d'amélioration du milieu de travail, une initiative patronale-syndicale dans toute la Société, pour examiner les possibilités d'amélioration du milieu de travail et des méthodes.



> FOURNIR UN SERVICE-CONSEIL STRATÉGIQUE AUX UNITÉS COMMERCIALES > OFFRIR, À POINT NOMMÉ ET EFFICACEMENT, DE L'EXPERTISE AUX UNITÉS COMMERCIALES > APPUYER LA GESTION CENTRALE > AIDER AU DÉVELOPPEMENT DES UNITÉS COMMERCIALES

L'UNITÉ DE SERVICES D'ENTREPRISE ENGLOBE LES DIVISIONS SUIVANTES : SYSTÈMES DE RENSEIGNEMENTS COMMERCIAUX ; FINANCES ; PLANIFICATION D'ENTREPRISE ; TÉLÉCOMMUNICATIONS ; ENVIRONNEMENT ; RESSOURCES HUMAINES ET ADMINISTRATION ; AFFAIRES PUBLIQUES ET SERVICES JURIDIQUES. LE RÔLE DE CETTE UNITÉ CONSISTE À ÉPAULER LES AUTRES UNITÉS COMMERCIALES ET À LEUR FOURNIR UNE ORIENTATION STRATÉGIQUE POUR QU'ELLES PRODUISENT ET LIVRENT DE L'ÉNERGIE FIABLE, À FAIBLE COÛT.

PASSAGE À L'AN 2000
La division d'ingénierie et Services techniques a coordonné les efforts collectifs visant à se conformer aux exigences de l'an 2000. Les systèmes et l'équipement, sans exception, ont fonctionné sans aucune interruption en production, transport, distribution ou à l'exploitation.

SYSTÈMES DE RENSEIGNEMENTS COMMERCIAUX (SRC)
Dans le but d'être concurrentielle, Énergie NB se doit d'avoir à sa portée des systèmes et services d'avant-garde en technologie de l'information (TI).

> Grâce à un programme de TI, nous avons rajeuni l'infrastructure : nous avons installé des ordinateurs personnels neufs ainsi qu'un nouveau serveur et procédé à la mise à niveau du réseau. Ces améliorations ont concouru au rendement accru du système : les unités commerciales se sont vu offrir, en conséquence, une infrastructure en TI plus souple et plus adaptée.

> Le personnel de SRC, conjointement avec celui d'autres unités commerciales, a participé à plus de 160 réalisations de changements, dont l'implantation de deux systèmes : un pour le service à la clientèle ; l'autre, pour l'amélioration du rendement des centrales. De plus, nous avons continué l'implantation du système PeopleSoft. Partie prenante à la préparation au passage à l'an 2000, la division de SRC a revu plus de 500 applications spéciales des systèmes pour s'assurer de leur conformité et d'un passage réussi.

> Le potentiel en TI du personnel d'Énergie NB représente un facteur clé de sa compétitivité. C'est pourquoi la division de SRC a formé plus de 1 300 personnes sur les nouveaux systèmes et la récente technologie.

services d'entreprise

ainsi que 400 employés qui utilisent le nouveau système de service à la clientèle.

FINANCES

À Énergie NB, la division de Finances prête son concours au développement de l'exploitations et de la gestion du rendement.

> Par le truchement du conseil de contrôleurs, la division aide à la gestion financière des unités commerciales. Pour accroître davantage la responsabilisation, un comité exécutif révise mensuellement le rendement opérationnel et financier des unités commerciales.

> Conjointement avec Ernst & Young LLP, Énergie NB a mis en branle une politique de gestion des risques ; un comité exécutif s'assure de la pondération des risques et des occasions d'affaires partout dans la Société. En outre, des services de vérification interne ont, de pair avec les unités commerciales, effectué des évaluations des risques et élaboré des stratégies de gestion des risques.

> Le programme de couverture financière se concentre encore sur la surveillance des prix du pétrole, de la devise étrangère et des taux d'intérêt pour se parer aux risques financiers. Une stratégie quinquennale de gestion de la dette est mise en œuvre.

RESSOURCES HUMAINES ET ADMINISTRATION

La division de Ressources humaines et Administration travaille avec les unités commerciales pour offrir un environnement de travail évolutif qui contribue au rendement global.

> Avec les autres unités commerciales, le service de santé et de sécurité d'entreprise a poursuivi son travail d'amélioration de la sécurité. Au niveau des surveillants, nous avons implanté un programme de leadership de contrôle des dégâts, un programme de formation en techniques et normes de sécurité internationalement reconnu. Énergie NB a aussi enregistré, en matière d'accidents ayant entraîné une incapacité, son propre record : de 36 en 1998-1999, nous sommes passés à 30. Le programme de sensibilisation du public à la sécurité en électricité s'est poursuivi tout au long de l'exercice, et aucun accident mortel ou brûlure électrique ne nous a été rapporté.

> En partenariat avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE) et Assomption Vie, la division de Ressources humaines a mis sur pied un programme de gestion pleinement intégrée du « mieux-être » et des invalidités. Ce dernier permet

l'évaluation du coût des services généraux de santé, l'intégration efficace des employés handicapés et la réduction de l'absentéisme.

> La FIOE et Énergie NB ont accepté de revoir leurs stratégies de négociation collective lors du règlement des prochaines conventions, en fonction de l'organisation des unités commerciales. En partenariat avec la FIOE, la Société a organisé un congrès (auquel plus de 160 représentants ont participé) sur les meilleures pratiques des comités mixtes en milieu de travail. On a examiné des enjeux relatifs aux lieux de travail qui sortent du cadre de la négociation collective.

> Pour encourager le perfectionnement du personnel, nous avons lancé un programme de certification d'excellence en leadership dans toute la Société. Son but : offrir aux gestionnaires et dirigeants syndicaux l'occasion de s'approprier le savoir, les habiletés et les compétences globales pour guider le personnel dans l'atteinte de ses objectifs. Dans le but d'accroître l'efficacité des meneurs actuels et d'identifier des meneurs futurs, nous avons instauré une méthode d'évaluation du leadership. Ce processus a servi à concevoir des programmes de perfectionnement professionnel pour les meneurs et leurs équipes.

AFFAIRES PUBLIQUES

Au fil de l'évolution de la nouvelle ère concurrentielle, Énergie NB améliore son rendement financier et opérationnel, fortifiant ainsi son positionnement sur le marché et en créant sa valeur, pour le bien du propriétaire et des clients. La division d'Affaires publiques se doit donc, en fonction de cette nouvelle orientation, d'élaborer de nouveaux outils de communication ; tout en assumant encore son rôle catalyseur des communications d'entreprise.

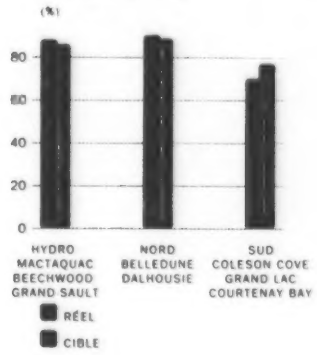
> Pour le site Internet, nous intensifions l'utilisation d'outils multiples. La division d'Affaires publiques a coordonné l'élaboration du contenu et l'implantation technique de ce nouveau site. Nous travaillons aussi à un important rafraîchissement d'Intranet, un site réservé au personnel et servant de centre de référence pour l'accès aux renseignements, aux services et aux outils inhérents aux processus opérationnels et de communication d'Énergie NB.

> La division d'Affaires publiques aide les unités commerciales à combler leurs besoins en communication. Point Lepreau améliore ses activités de communications internes et externes liées à la remise à neuf de la centrale. L'unité de Services à la clientèle et Commercialisation élabore de nouveaux programmes de communication et de commercialisation. Le bulletin *Nouvelles de la gestion des risques commerciaux* tient les employés au courant de l'évolution de la gestion des risques à Énergie NB. Dans le *Rapport de rendement environnemental 1999*, Énergie NB a instauré une nouvelle norme de présentation d'informations exhaustives sur son rendement environnemental.

> L'accentuation du programme d'identité visuelle collectif a permis à Énergie NB de rajeunir son image et de resserrer le lien entre la marque d'une part, la vigilance et le contrôle d'autre part.

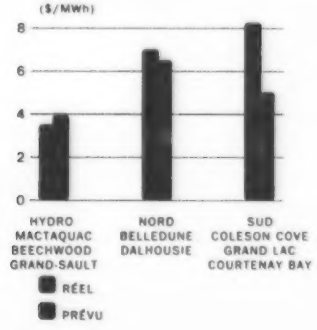
ÉNERGIE NB ÉVALUE LE RENDEMENT DE SES UNITÉS COMMERCIALES GRÂCE À DES INDICATEURS. LES INDICATEURS SUIVANTS CONSTITUENT DE L'INFORMATION PUBLIQUE.

DISPONIBLITÉ DE LA CENTRALE



POURCENTAGE DE TEMPS, INCLUANT LES INTERRUPTIONS DE SERVICE PRÉVUES ET IMPRÉVUES, PENDANT LEQUEL LA CENTRALE PEUT PRODUIRE DE L'ÉLECTRICITÉ.

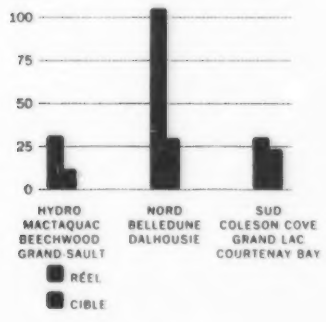
FRAIS D'EXPLOITATION, D'ENTRETIEN ET D'ADMINISTRATION



LES FRAIS EEA PRÉVUS PAR RAPPORT AUX FRAIS RÉELS ($/MWH) TÉMOIGNENT DE L'EFFICACITÉ DE LA GESTION DES RESSOURCES.

SÉCURITÉ

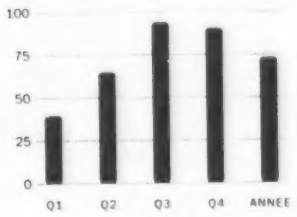
(JOURNÉES PERDUES)



NOMBRE DE JOURNÉES PERDUES ATTRIBUABLES À DES BLESSURES, CIBLÉ EN MOYENNE À UN QUART DE JOURNÉE PAR EMPLOYÉ ET PAR ANNÉE.

FACTEUR DE CAPACITÉ

(%)

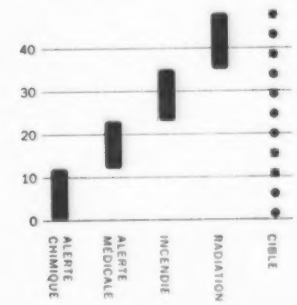


CIBLE 1999 2000 : 79 %

LE FACTEUR DE CAPACITÉ REPRÉSENTE LA PRODUCTION RÉELLE EN POURCENTAGE DE LA PRODUCTION MAXIMALE.

FORAGES AUXILIAIRES

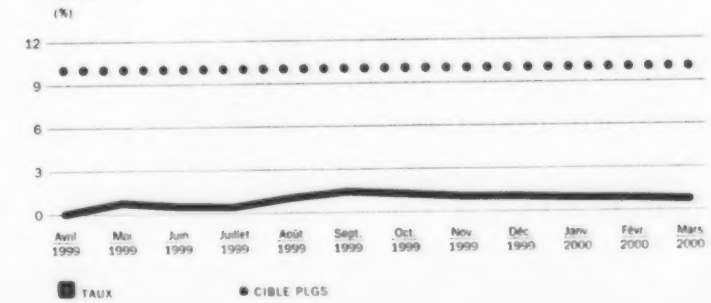
(NOMBRE DE FORAGES EXÉCUTÉS)



NOMBRE DE FORAGES EXÉCUTÉS EN CAS D'ALERTES CHIMIQUE, MÉDICALE, D'INCENDIE ET DE RADIATION PAR RAPPORT AU NOMBRE DE FORAGES PRÉVUS.

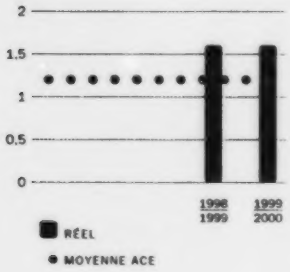
SÉCURITÉ

(%)



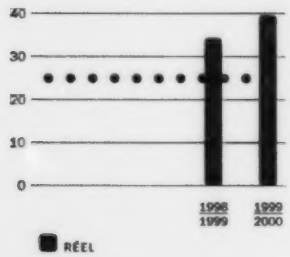
NOMBRE DE JOURNÉES PERDUES PAR TRANCHE DE 20 000 HEURES TRAVAILLÉES.

FIABILITÉ DU SYSTÈME
(HEURES)



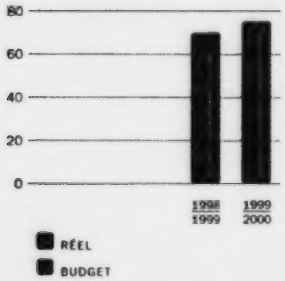
LA DURÉE MOYENNE D'INTERRUPTION DU SERVICE À LA CLIENTÈLE, Y COMPRIS LES INTERRUPTIONS PRÉVUES ET IMPRÉVUES, CONSTITUE UN INDICATEUR DE LA FIABILITÉ DU RÉSEAU.

SÉCURITÉ
(TAUX DE GRAVITÉ)



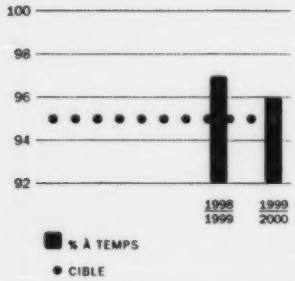
NOMBRE DE JOURNÉES PERDUES EN RAISON DE BLESSURES PAR 200 000 HEURES TRAVAILLÉES.

EXPLOITATION, ENTRETIEN ET ADMINISTRATION
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



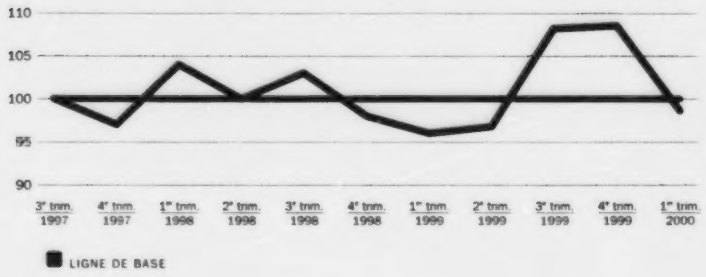
LES FRAIS D'EXPLOITATION, D'ENTRETIEN ET D'ADMINISTRATION PRÉVUS PAR RAPPORT AUX FRAIS RÉELS.

SERVICES À LA CLIENTÈLE
(% À TEMPS)



LE NOMBRE DE COMMANDES DE TRAVAIL EXÉCUTÉES DANS LES DÉLAIS, COMME POURCENTAGE DU NOMBRE DE COMMANDES DE TRAVAIL EXÉCUTÉES, TÉMOIGNE DE LA RAPIDITÉ AVEC LAQUELLE LES ABONNÉS SONT SERVIS.

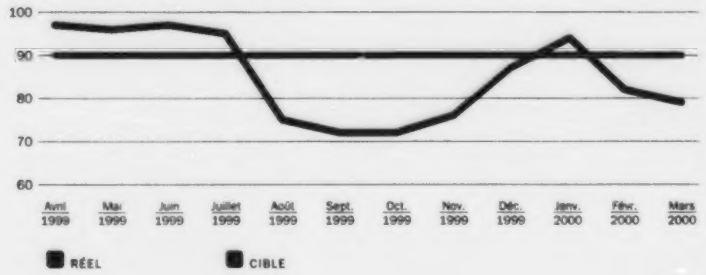
INDICE DE SERVICE À LA CLIENTÈLE



L'INDICE DE SERVICE À LA CLIENTÈLE CONSTITUE UN INDICATEUR TIRÉ DES ÉTUDES TRIMESTRIELLES SUR LA SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE. L'INDICE EST FONDÉ SUR LA SOMME DES INDICATEURS DISTINCTS SUIVANTS : QUALITÉ DU SERVICE, FIABILITÉ, SERVICE COMPARATIVEMENT À CINQ ANNÉES AUPARAVANT, RÉTABLISSEMENT DU SERVICE ET TRAITEMENT DES DEMANDES DES CLIENTS.

PRESTATION DE SERVICE

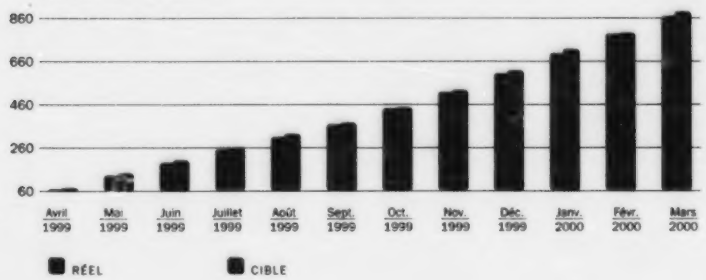
(% D'APPELS AUXQUELS ON A RÉPONDU)



LE PERSONNEL DES CENTRES D'APPELS A RÉPONDU À 587 046 DEMANDES DE CLIENTS AU COURS DE L'ANNÉE 1999-2000. ÉNERGIE NB A MIS EN PLACE UN NOUVEAU SYSTÈME D'INFORMATION ET DE FACTURATION DE JUILLET À OCTOBRE 1999. LA BAISSE DU POURCENTAGE D'APPELS AUXQUELS ON A RÉPONDU REFLÈTE LE CYCLE DE MISE EN PLACE D'UN SYSTÈME : FORMATION DU PERSONNEL, MISE EN PRATIQUE ET AMÉLIORATION DU RENDEMENT. EN JANVIER 2000, UN NOUVEAU PROGRAMME DE FORMATION A ÉTÉ MIS EN PLACE, ET LE RENDEMENT DEVRAIT REVENIR À LA NORMALE.

REVENU CUMULATIF DES INTERCONNEXIONS

(EN MILLIONS DE DOLLARS)



EN 1999-2000, LE REVENU CUMULATIF DANS LA PROVINCE, TIRÉ DU SECTEUR RÉSIDENTIEL, DE L'USAGE GÉNÉRAL, DES VENTES EN GROS ET DU SECTEUR RÉSIDENTIEL, S'EST CHIFFRÉ À 888 MILLIONS DE DOLLARS.

services à la clientèle et commercialisation

Rendement financier 1999-2000

26 > DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

34 > RAPPORT DE LA DIRECTION ET DES VÉRIFICATEURS

35 > ÉTAT CONSOLIDÉ DES RÉSULTATS

39 > NOTES COMPLÉMENTAIRES

49 > APERÇU STATISTIQUE

FAITS SAILLANTS

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Rendement financier				
Bénéfice (perte) avant virement et radiation	**17 $**	18 $	(43)$	(87)$
Bénéfice (perte) avant radiation	**17**	27	(21)	(19)
Bénéfice net (perte)	**17**	(423)	(21)	(19)
Encaisse d'exploitation	**243**	247	163	129
Libres mouvements de trésorerie	**196**	189	67	68
Réduction de la dette nette	**233 $**	123 $	44 $	53 $
Ratios et pourcentages financiers				
Marge d'exploitation	**28 %**	30 %	26 %	25 %
Variation d'encaisse d'exploitation / Dépenses d'investissement	**4,51 x**	3,80 x	2,76 x	1,87 x
Dette / Capital	**99 %**	100 %	89 %	89 %
Couverture de l'intérêt*	**1,06 x**	1,06 x	0,86 x	0,72 x

* Fondé sur le bénéfice (perte) avant virement et radiation.

VUE D'ENSEMBLE

Au cours des quatre dernières années, le rendement financier d'Énergie NB a affiché une croissance continue. La reprise sur le plan financier a dépassé 100 millions de dollars, passant d'une perte de 87 millions en 1996-1997 à un bénéfice net de 17 millions en 1999-2000. En décembre 1995, la dette de la Société a atteint un sommet à 3,5 milliards ; depuis 1996-1997, la dette a été réduite de 453 millions.

Au cours de l'année 1999-2000, les principaux indicateurs de rendement financier ont démontré avec certitude un rendement financier durable :

> Le bénéfice net s'est élevé à 17 millions, confirmant ainsi la tendance positive observée dans l'amélioration des résultats nets. Le bénéfice net a englobé une charge ponctuelle de 7 millions pour les départs à la retraite anticipée liés à une réduction de l'effectif dans l'unité de Production. Sans cette charge ponctuelle, le bénéfice net atteignait 24 millions. Cette charge entraînera des économies annuelles de 8 millions de dollars à compter de 2001-2002 ;

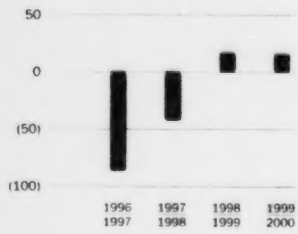
> L'encaisse d'exploitation s'est élevée à 243 millions, en relative stabilité comparativement au chiffre de 247 millions de l'année précédente ;

> Les dépenses d'investissement ont atteint 95 millions et ont été financées grâce aux mouvements de trésorerie de la Société. La hausse des dépenses d'investissement reflète la décision d'investir de façon stratégique afin d'améliorer le rendement futur de la Société ;

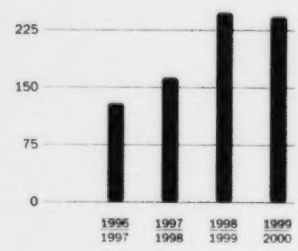
> Les libres mouvements de trésorerie (c'est-à-dire les mouvements de trésorerie après déduction des dépenses d'investissement et des modifications dans le fonds de roulement) se sont élevés à 197 millions en 1999-2000, en hausse par rapport aux 189 millions de 1998-1999 et aux 67 millions de 1997-1998. Cela constitue un indicateur important de la santé financière de la Société étant donné que les fonds tirés de l'exploitation et affectés à la réduction de la dette ont presque triplé en trois ans ;

> Pour la quatrième année consécutive, la réduction de la dette s'est poursuivie et est passée à 233 millions en 1999-2000, ce qui représente une baisse de 453 millions en quatre ans.

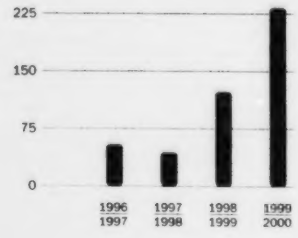
BÉNÉFICE (PERTE)
Avant transfert et radiation
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



ENCAISSE D'EXPLOITATION
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



RÉDUCTION DE LA DETTE NETTE
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



L'accroissement des bénéfices d'exportation et des ventes de la province a joué un rôle dans l'amélioration du rendement financier pour l'exercice 1999-2000. Ces facteurs, associés à des charges financières réduites, ont contribué à compenser la hausse des prix du combustible et les investissements en matière d'exploitation, d'entretien et d'administration (EEA).

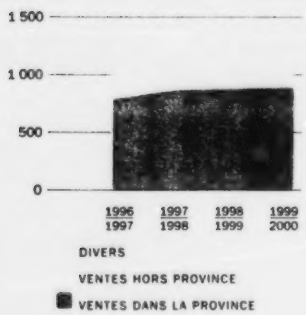
→ AU COURS DES QUATRE DERNIÈRES ANNÉES, LA RÉDUCTION DE LA DETTE A CONSTITUÉ LA GRANDE PRIORITÉ. JUSQU'EN 1996, LES NIVEAUX DE LA DETTE AVAIENT CONSIDÉRABLEMENT AUGMENTÉ ÉTANT DONNÉ L'AUGMENTATION DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION. LA RÉDUCTION DE LA DETTE PERMETTRA À ÉNERGIE NB DE PRENDRE DE L'ESSOR TOUT EN SERVANT SES CLIENTS DE MANIÈRE FIABLE ET RENTABLE DANS UN ENVIRONNEMENT CONCURRENTIEL.

Le prix du combustible a augmenté en raison de la moindre disponibilité d'une énergie nucléaire bon marché et de la hausse du prix du pétrole. Ces augmentations ont été compensées dans une certaine mesure par l'amélioration des conditions hydrauliques et par une légère reprise du dollar canadien.

Dans une perspective d'avenir, de nouveaux plans financiers et de gestion des risques sont mis en place dans le but de préserver les acquis de l'amélioration du rendement et de tirer parti de nouvelles possibilités qui s'offrent pour la Société.

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Bénéfice (perte) avant virement et radiation	**17 $**	18 $	(43)$	(87)$
Virement des réserves	**0**	9	22	68
Amortissement de la charge reportée	**0**	(450)	0	0
Bénéfice net (perte)	**17 $**	(423)$	(21)$	(19)$

ANALYSE DES RECETTES
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



REVENUS D'EXPLOITATION 1999-2000

Recettes

Les recettes totales d'Énergie NB comprennent les ventes dans la province, les ventes hors de la province et divers revenus tirés des chauffe-eau, de la vente de la vapeur et d'autres sous-produits de la production d'énergie électrique. Les recettes totales sont passées de 1,204 milliard en 1998-1999 à 1,248 milliard en 1999-2000, soit une hausse de 3,7 %.

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Ventes d'énergie				
Dans la province	**888 $**	872 $	869 $	825 $
Hors de la province	**330**	304	244	182
Revenus divers	**30**	28	27	30
Recettes totales	**1 248 $**	1 204 $	1 140 $	1 037 $
% de hausse	**3,7 %**	5,6 %	9,9 %	1,9 %

Ventes d'énergie dans la province

Les recettes tirées des ventes d'électricité dans la province ont atteint 888 millions en 1999-2000 comparativement à 872 millions l'année précédente, soit une augmentation de 16 millions ou 1,8 %. Cette hausse est principalement attribuable aux facteurs suivants :

> Une hausse de la charge de 159 GWh, ce qui a entraîné une augmentation des recettes de 13 millions ;

> L'effet sur toute l'année de la hausse de 2,9 % des tarifs, entrée en vigueur en octobre 1998, qui s'est traduite par une augmentation de 10 millions des recettes ;
> Des températures anormalement douces en hiver ont conduit à une réduction de la consommation d'électricité de 121 GWh et à une chute de 7 millions dans les recettes.

Recettes dans la province, par secteur

Tous les postes des recettes dans la province ont connu une augmentation en 1999-2000 par rapport à l'exercice précédent.

> Les recettes provenant des ventes à plus de 275 000 clients résidentiels se sont chiffrées à 340 millions de dollars, ce qui représente une hausse de 5 millions ou 1,5 % comparativement aux recettes de 335 millions de l'exercice 1998-1999. Malgré cette augmentation générale, ce secteur a été le plus touché par les conditions météorologiques et a terminé l'année à 16 millions des prévisions.
> Les recettes de l'usage général – petites entreprises, hôpitaux et écoles – ont été de 176 millions en 1999-2000 comparativement à 170 millions au cours de l'exercice précédent, soit une augmentation de 6 millions ou 3,5 %. Ce secteur est caractérisé par un grand essor de la demande.
> Les recettes des ventes en gros aux services publics municipaux de Saint John et d'Edmunston ont atteint 71 millions contre 68 millions en 1998-1999, ce qui correspond à une hausse de 3 millions ou 3,5 % pour l'année. Cette hausse a été atténuée par la réduction de la charge attribuable à l'exceptionnelle douceur de l'hiver.
> Le secteur industriel a affiché des recettes de 288 millions, en hausse de 5 millions ou 1,7 % par rapport à celles de 1998-1999. Cette progression est surtout causée par la solide croissance économique que vit la province.

RECETTES DANS LA PROVINCE
(EN MILLIONS DE DOLLARS)

VENTES EN GROS	71
SECTEUR INDUSTRIEL	288
USAGE GÉNÉRAL ET ÉCLAIRAGE PUBLIC	189
ABONNÉS RÉSIDENTIELS	340
TOTAL	**888**

→ ENERGIE NB FOURNIT DE L'ELECTRICITE POUR LE CHAUFFAGE RÉSIDENTIEL À ENVIRON 60 % DE TOUS LES FOYERS ET À PRÈS DE 85 % DES NOUVELLES CONSTRUCTIONS. DES CONDITIONS METEOROLOGIQUES EXCEPTIONNELLES TELLES QUE CELLES QUI ONT PREVALU PENDANT L'HIVER 1999-2000 PEUVENT GRANDEMENT RÉDUIRE LE NIVEAU DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE DES PARTICULIERS.

→ ENERGIE NB SERT PLUS DE 23 000 CLIENTS DE L'USAGE GÉNÉRAL TELS QUE LES HÔPITAUX, LES ECOLES ET LES UNIVERSITÉS, LES RESTAURANTS ET LES AUTRES ETABLISSEMENTS DU MÊME TYPE. LES CLIENTS DU SECTEUR INDUSTRIEL TELS QUE LES PAPETIERES ET LES USINES SE CHIFFRENT À QUELQUE 1 800. LES RECETTES TIRÉES DE CES DEUX ACTEURS SONT TRIBUTAIRES DE L'ACTIVITÉ ÉCONOMIQUE ET, À UN MOINDRE DEGRÉ, DES CONDITIONS METEOROLOGIQUES. LA SOCIETE OFFRE AUSSI SES SERVICES EN GROS À DEUX CLIENTS, LA SAINT JOHN ENERGY ET LA VILLE D'EDMUNDSTON.

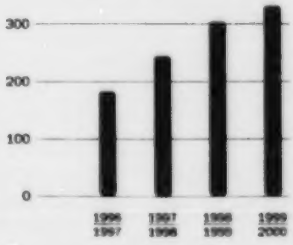
Ventes d'énergie à l'extérieur de la province

Énergie NB exporte de l'électricité vers les provinces voisines et vers la Nouvelle-Angleterre ; ces ventes constituent toujours une source importante de recettes pour la Société. Les marges qu'elle a dégagées lui ont permis de maintenir des tarifs assez bas pour les clients de la province.

Les recettes à l'extérieur de la province se sont chiffrées à 330 millions en 1999-2000 comparativement à 304 millions pendant l'exercice précédent. Cela représente une hausse de 26 millions ou 8,6 %. Les recettes ont été plus élevées que prévu, principalement à cause de la situation du marché en Nouvelle-Angleterre :

> Un marché de gros a été créé en Nouvelle-Angleterre en mars 1999 ;
> La charge a augmenté en Nouvelle-Angleterre en raison de la vitalité de l'économie et de la chaleur inhabituelle de l'été ;

RECETTES HORS DE LA PROVINCE
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



> Les prix en Nouvelle-Angleterre étaient plus élevés que prévu, ce qui a compensé la baisse des volumes de vente.

Cette tendance positive devrait se maintenir à court terme. Toutefois, dans les prochaines années, étant donné le programme chargé de construction de tranches au gaz naturel à cycle combiné en Nouvelle-Angleterre, Énergie NB pourrait voir son pouvoir concurrentiel diminuer.

Dépenses

COMBUSTIBLES ET ACHAT D'ÉLECTRICITÉ En 1999-2000, le coût des combustibles et de l'achat d'électricité a été de 395 millions comparativement à 374 millions en 1998-1999, ce qui constitue une hausse de 21 millions ou 5,6 %. Les combustibles représentent environ 75 % de ces coûts et les achats d'électricité, 25 %. Les dépenses sont axées principalement sur le mazout lourd ; l'électricité achetée pour servir les clients de la province et hors de celle-ci provient de la Nouvelle-Écosse, du Maine et du Québec.

Une part importante des 21 millions de la hausse des coûts a été nécessaire afin d'approvisionner les ventes à l'exportation, qui ont été plus que compensées par la hausse des recettes hors de la province.

Les facteurs principaux qui entrent en jeu dans l'augmentation des dépenses de combustibles et d'achat d'électricité sont les prix, la répartition des sources de production et les augmentations de charge.

Les pressions imposées par les coûts comprennent les éléments suivants :
> La hausse des prix du pétrole, en particulier ceux du mazout lourd, qui ont fait grimper les coûts de 42 millions ;
> Le facteur de capacité de la centrale de Point Lepreau est passé de 84 % en 1998-1999 à 72 % en 1999-2000, ce qui a entraîné une augmentation de 14 millions des frais d'énergie de substitution. (Plus la centrale nucléaire produit d'électricité, moins Énergie NB est obligée de compter sur la production plus coûteuse d'énergie thermique et sur les achats d'électricité.)

Ces pressions ont été compensées par :
> La réduction de la charge de 725 GWh, qui a diminué les coûts de 19 millions ;
> Les conditions hydrauliques plus favorables qu'au cours de l'exercice précédent ont favorisé une réduction des coûts de 8 millions (les niveaux élevés d'eau ont permis d'accroître la production d'une électricité relativement bon marché dans les centrales hydroélectriques) ;
> Le dollar canadien a connu une reprise par rapport au dollar américain, ce qui a rendu les achats de combustibles en dollars américains plus intéressants et permis de faire des économies de 8 millions par rapport à l'exercice précédent.

Coûts des combustibles et des achats d'électricité d'une année à une autre

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

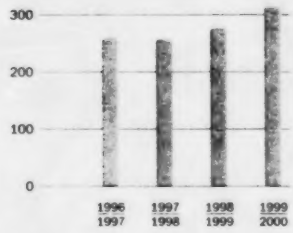
	1999-2000	1998-1999	Écart	Énergie (GWh) produite	Écart en GWh par rapport à 1998-1999 hausse (baisse)
Thermique	**220 $**	269 $	(49)$	9 197	(2 543)
Nucléaire	**5**	7	(2)	4 022	(626)
Hydroélectrique	**0**	0	0	2 999	322
Achats	**170**	98	72	4 632	2 122
Total	**395 $**	374 $	21 $	20 850	(725)

Dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration

En 1999-2000, les dépenses se sont chiffrées à 315 millions comparativement à 277 millions en 1998-1999, ce qui représente une hausse de 38 millions ou 13,7 %. Les facteurs responsables de cette hausse sont les suivants :

> L'arrêt de service planifié pour entretien a duré plus longtemps que prévu à la centrale de Point Lepreau et a représenté un coût de 17 millions ;
> Les investissements dans l'unité de Transport et Distribution ont coûté 5 millions ;
> La mise à jour des systèmes d'information et de l'infrastructure technologique s'est chiffrée à 5 millions ;
> Le programme de réduction de l'effectif en Production a entraîné une hausse de 7 millions des dépenses ;
> Les autres facteurs ont représenté une hausse de 4 millions.

FRAIS EEA
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



Les dépenses d'EEA ont comporté 7 millions pour les départs à la retraite anticipée et les autres frais associés au programme de réduction de l'effectif de l'unité de Production. Ce programme est fondé sur une analyse comparative des centrales électriques les plus performantes en Amérique du Nord. Il a bénéficié d'une charge de 7 millions, qui a été dépensée au cours de l'exercice 1999-2000. Des économies annuelles d'exploitation de 8 millions devraient s'amorcer en 2001-2002.

Amortissement et déclassement

L'amortissement et le déclassement ont représenté 190 millions en 1999-2000 comparativement à 189 millions en 1998-1999. La hausse des frais d'amortissement a constitué la principale raison de cette augmentation, attribuable à une base de capitaux plus élevée.

→ LE PROGRAMME DE RÉDUCTION DE LA DETTE D'ÉNERGIE NB A PERMIS DES RÉDUCTIONS IMPORTANTES DES VERSEMENTS D'INTÉRÊT. EN 1999-2000 SEULEMENT, CES VERSEMENTS ONT ÉTÉ RÉDUITS DE 8 MILLIONS. CETTE TENDANCE SE MAINTIENDRA SI ÉNERGIE NB REMBOURSE UNE PLUS GRANDE PARTIE DE SA DETTE, RÉDUISANT D'AUTANT PLUS LES FRAIS D'INTÉRÊT ET LIBÉRANT DES FONDS POUR RÉDUIRE ENCORE LA DETTE.

Frais financiers

Les frais financiers sont passés à 331 millions en 1999-2000, en baisse par rapport aux 346 millions de 1998-1999. Voici les deux principales raisons de cette baisse de 15 millions ou 4,3 % :

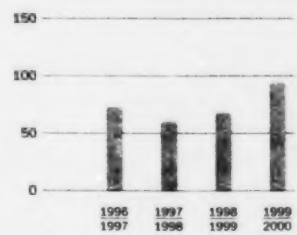
> Le succès de la réduction de la dette a entraîné une diminution des versements d'intérêt de 8 millions ;
> Étant donné que la dette de 46 millions de dollars américains a été remboursée au cours de l'exercice précédent, les frais annuels de devises de 7 millions ont été éliminés.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement ont totalisé 95 millions en 1999-2000 contre 68 millions en 1998-1999. Cette hausse est principalement attribuable aux investissements consentis dans les domaines suivants :

> Technologies de l'information ;
> Modernisation des usines de production ;
> Entretien de l'infrastructure de l'unité de Transport et Distribution.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT
(EN MILLIONS DE DOLLARS)



L'investissement dans les technologies de l'information a été axé sur l'amélioration du système de service à la clientèle. La poursuite de ce type d'investissement est essentielle pour garantir la position concurrentielle de la Société dans l'avenir, surtout dans le cadre de la déréglementation de l'électricité et de l'augmentation du nombre et des types de transactions.

Encaisse d'exploitation et réduction de la dette

ENCAISSE D'EXPLOITATION En 1999-2000, l'encaisse d'exploitation d'Énergie NB s'est élevée à 243 millions, en baisse de 4 millions ou 1,6 % par rapport à l'exercice précédent. Cette année, l'encaisse a dépassé les besoins de dépenses d'investissement, ce qui a permis à Énergie NB de régler sa dette pour la quatrième année consécutive. La Société s'attend à ce que les dépenses d'investissement restent bien en deçà du niveau de l'encaisse d'exploitation au cours des prochaines années, ce qui lui permettra de continuer à rembourser sa dette.

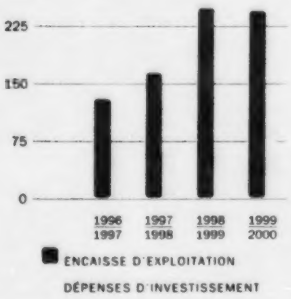
(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Bénéfice net (perte)	**17 $**	(423)$	(21)$	(19)$
Amortissement et autres éléments hors caisse n'exigeant pas un paiement comptant	**226**	670	184	148
Encaisse d'exploitation	**243 $**	247 $	163 $	129 $

Libres mouvements de trésorerie

Les libres mouvements de trésorerie ont atteint 197 millions en 1999-2000, en hausse par rapport aux 189 millions de 1998-1999. Les libres mouvements de trésorerie comprennent en grande partie l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'investissement, et les modifications du fonds de roulement. Les produits de la cession de l'actif incluent les deux turbines à combustion de 100 MW vendues à Enron Canada pour 26 millions de dollars américains. Ces turbines constituaient un surplus par rapport aux besoins de la production, et le produit de cette vente a été affecté à la réduction de la dette.

COMPOSANTS DES LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE

(EN MILLIONS DE DOLLARS)



(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Encaisse d'exploitation	**243 $**	247 $	163 $	129 $
Dépenses d'investissement	**(95)**	(68)	(61)	(73)
Produits de la cession et des contributions du client	**41**	3	2	4
Réduction (augmentation) du fonds de roulement	**21**	21	(25)	8
Rente reportée et augmentation des autres charges reportées	**(14)**	(14)	(12)	0
Libres mouvements de trésorerie[1]	**196 $**	189 $	67 $	68 $

[1] Les *Libres mouvements de trésorerie* représentent l'encaisse d'exploitation moins les dépenses d'investissement, plus les contributions des abonnés et les modifications du fonds de roulement, sous déduction des rentes reportées et d'autres charges reportées.

Réduction de la dette

La réduction de la dette s'est chiffrée à 233 millions contre 123 millions l'année précédente. Les libres mouvements de trésorerie ont été affectés à la réduction de la dette de la Société à hauteur de 197 millions en 1999-2000 et de 189 millions l'année précédente. Un redressement des opérations de change est fait à la fin de chaque exercice afin de refléter les effets des taux des devises étrangères sur la dette en dollars américains de la Société.

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Libres mouvements de trésorerie	**196 $**	189 $	67 $	68 $
Redressement des opérations de change	**37**	(66)	(23)	(15)
Réduction de la dette nette	**233 $**	123 $	44 $	53 $

La réduction continue de la dette et la baisse des frais d'intérêt constituent des facteurs de l'augmentation du bénéfice net d'Énergie NB :

> Malgré la hausse des prix du mazout lourd et la production inférieure aux prévisions de la production nucléaire, Énergie NB a réussi à maintenir le niveau de son bénéfice net à 17 millions ;
> La réduction des dépenses d'intérêt à elle seule a représenté un apport de 8 millions au poste du bénéfice net ;
> Le fait de réduire les frais d'intérêt en diminuant la dette a permis d'améliorer la souplesse financière de la Société.

Liquidités

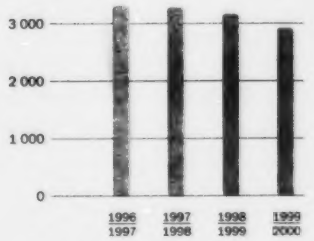
La Société conserve environ 5 % de ses emprunts comme titres obligatoires à taux d'intérêt variable. Pendant l'exercice 1999-2000, des obligations de 100 millions de dollars à 8,25 % sont arrivées à échéance en mars 2000. Énergie NB a exercé ses options d'achat pour le rachat anticipé d'obligations d'une valeur de 100 millions à 13, 25 % venant à échéance en novembre 2004 et d'obligations de 50 millions à 11,25 % venant à échéance en janvier 2005. Énergie NB exercera son droit d'appel au rachat lorsqu'une telle mesure permettra le refinancement d'une dette à coupon élevé, réduisant ainsi les frais d'intérêt.

Dette

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997
Dette à long terme, nette des fonds d'amortissement	**2 795 $**	3 019 $	3 104 $	3 247 $
Dette à court terme	**176**	159	194	111
Espèces et investissements à court terme	**(34)**	(7)	(4)	(21)
Total	**2 937 $**	3 171 $	3 294 $	3 337 $

DETTE NETTE TOTALE

(EN MILLIONS DE DOLLARS)



Gestion des risques financiers

Énergie NB gère de façon active une gamme complète de risques financiers liés à ses activités d'exploitation, dont les prix du pétrole, les variations du cours des devises et les fluctuations du taux d'intérêt. Son objectif est de maintenir la stabilité des prix et d'en prévoir les variations afin de contribuer à atteindre les objectifs de l'entreprise. Les contrats financiers servent à se protéger des risques particuliers que la Société doit gérer.

Sensibilité financière

(EN MILLIONS DE DOLLARS)

Variable économique	Sensibilité / Écart (+/-)	Effet sur les bénéfices nets 1999-2000
Dollar canadien (¢US)	US1 ¢	**4,5 $**
Taux d'intérêt (à court terme)	1 %	**2,0 $**
Taux d'intérêt (à long terme)	1 %	**2,0 $**
Prix du pétrole ($US/baril)	US$1/bbl	**4,0 $**

La dépendance d'Énergie NB par rapport au dollar américain influe sur toutes sortes de coûts. Environ 35 % des frais totaux de la Société, dont les achats de combustibles et d'électricité ainsi que les frais financiers, sont en dollars américains. De même, la dette nette totale dépend de la conversion en devises étrangères de 660 millions de dette en dollars américains. L'effet des fluctuations des devises est compensé par un programme de couverture du risque de change et le refinancement de la dette en dollars américains à l'aide de capitaux canadiens.

Les fluctuations des taux d'intérêt influent sur le coût de la dette d'Énergie NB. La Société cherche à remplacer la dette à intérêt élevé par une dette à taux d'intérêt moindre en empruntant de nouveau aux taux d'intérêt relativement faibles qui prévalent depuis ces dernières années. La Société est en train de mettre en place un programme de couverture afin de réduire ce genre de risque.

Énergie NB a utilisé environ 5 millions de barils de mazout lourd au cours de l'année 1999-2000 pour produire de l'électricité. Pour atténuer la volatilité du prix du mazout, la Société signe des contrats à livrer afin de bloquer les prix des combustibles pour la période où elle en a le plus besoin. La dépendance à l'égard de la fluctuation du prix des combustibles a été réduite grâce à la diversification ; au cours des prochaines années, Énergie NB inclura le gaz naturel dans la répartition de ses sources de combustibles.

Gestion du risque commercial

Énergie NB a entamé un programme de trois ans avec Ernst & Young afin d'intégrer la gestion des risques dans ses pratiques commerciales et de mettre en place un cadre plus perfectionné pour le contrôle des procédures. Grâce à la gestion du risque commercial, Énergie NB examinera les facteurs qui font obstacle à l'atteinte de ses objectifs commerciaux, déterminera quels risques sont les plus importants et fera des essais sur la manière dont les risques sont gérés.

Ce programme vise à :

> Favoriser une compréhension commune des principaux risques commerciaux auxquels fait face Énergie NB et leurs effets potentiels sur l'atteinte des objectifs de l'entreprise ;
> Donner un caractère formel à la politique et à la structure de gestion des risques d'Énergie NB ;
> Établir un ordre de priorité et axer ses efforts sur les principaux risques ;
> Améliorer l'engagement et la responsabilisation à l'égard de la gestion des risques au sein de la Société.

Dans son évaluation des risques qui sont propres à l'entreprise, Énergie NB a déterminé des facteurs de risque clés, des effets et des lacunes qui constituent des obstacles potentiels à l'atteinte de ses objectifs. Voici ces facteurs de risque :

> **Point Lepreau :** assurer une exploitation cohérente et prévisible ;
> **Fiabilité du réseau :** faire preuve de diligence raisonnable dans le maintien de la fiabilité du réseau ;
> **Leadership :** attirer, susciter et maintenir un fort esprit de leadership et les compétences en la matière ;
> **Changement :** évoluer vers un nouvel environnement plus concurrentiel ;
> **Coûts :** assurer la rentabilité (frais de main-d'œuvre, coûts des combustibles, risque du marché) ;
> **Clients :** déterminer, prévoir, interpréter, comprendre et satisfaire les besoins des clients et les niveaux de service.

À la fin de l'année 1999-2000, une structure de gestion des risques de l'entreprise a été mise en place, comprenant des procédures d'évaluation de risques et une politique de gestion des risques. Les unités commerciales ont procédé à l'évaluation des risques et ont adopté des plans d'action correctifs, qui seront intégrés à leurs pratiques commerciales actuelles. Les évaluations que font les Services d'assurance des risques commerciaux permettent aux unités commerciales de suivre et de contrôler leurs procédures. Les plans d'action de l'entreprise et des unités commerciales ainsi que les résultats des essais de contrôle sont examinés par la direction et par le conseil d'administration.

Les états financiers d'Énergie NB ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse de l'information. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

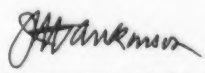
Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens de la Société ainsi que la mise à jour des dossiers. Les contrôles s'appliquent aux domaines suivants :

> Protection du système et divers contrôles financiers ;
> Application des normes de qualité dans le recrutement et la formation des employés ;
> Respect du code de conduite ;
> Mise sur pied d'une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités ;
> Responsabilisation en matière de rendement ;
> Communication des politiques et des principes directeurs au sein de la Société.

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification, qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

En tout dernier lieu, la responsabilité des états financiers incombe au conseil d'administration. Le conseil est aidé en cela par le comité de vérification. Le comité de vérification analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction en vue de mettre en œuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction ainsi qu'avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Société, Deloitte & Touche LLP, ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et des conclusions auxquelles ils sont arrivés relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Société et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.



Le président et chef de la direction,
James F. Hankinson

La vice-présidente, Finances et Systèmes informatiques,
Sharon MacFarlane
Le 12 mai 2000

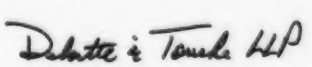
RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

L'honorable Marilyn Trenholme Counsell, MD
Lieutenante-gouverneure du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Madame,
Nous avons vérifié le bilan consolidé de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick au 31 mars 2000 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 mars 2000 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus au Canada.



Comptables agréés
Le 12 mai 2000

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	2000	1999
Produits		
Ventes d'électricité (NOTE 3)		
À l'intérieur de la province	**888 $**	872 $
À l'extérieur de la province	**330**	304
Autres	**30**	28
	1 248	1 204
Charges		
Achats d'électricité	**170**	98
Combustibles	**225**	276
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	**315**	277
Amortissement et déclassement (NOTE 4)	**190**	189
	900	840
Bénéfice avant frais de financement	**348**	364
Frais de financement (NOTE 5)	**331**	346
Bénéfice avant virement et radiation	**17**	18
Virement du compte d'enlèvement des canaux de combustible (NOTE 6)	**–**	9
Bénéfice avant radiation	**17**	27
Radiation de la charge reportée – centrale nucléaire (NOTE 7)	**–**	450
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**17**	(423)
Bénéfices non répartis		
Au début	**2**	425
À la fin	**19 $**	2 $

Voir les notes complémentaires.

BILAN CONSOLIDE
(AU 31 MARS 2000)

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	2000	1999
Biens-fonds, installations et matériel (NOTE 8)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au prix coûtant	**5 329 $**	5 263 $
Moins : amortissement cumulé	**2 333**	2 133
	2 996	3 130
Actif à long terme		
Placements du fonds d'amortissement (NOTE 12)	**17**	56
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	**34**	7
Comptes débiteurs	**170**	191
Matières, fournitures et combustibles	**78**	74
Charges payées d'avance	**3**	3
	285	275
Charges reportées		
Différences de change non matérialisées, moins les montants amortis (NOTE 9)	**106**	155
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets, moins les montants amortis	**22**	25
Prestations de retraite reportées (NOTE 10)	**38**	25
	166	205
	3 464 $	3 666 $

Voir les notes complémentaires.

Au nom de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick,

Max Lewis
Président du conseil

Lino J. Celeste
Administrateur

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	2000	1999
Dette à long terme (NOTE 12)		
Débentures et autres emprunts	**2 907 $**	3 250 $
Moins : fonds d'amortissement	**329**	305
	2 578	2 945
Passif à court terme		
Dette à court terme (NOTE 13)	**176**	159
Comptes créditeurs et charges à payer	**139**	128
Intérêts courus	**79**	84
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (NOTE 12)	**234**	130
	628	501
Passif reporté		
Gestion du combustible irradié et déclassement des installations (NOTE 14)	**209**	197
Autres (NOTE 15)	**30**	21
	239	218
Capitaux propres		
Bénéfices non répartis	**19**	2
	3 464 $	3 666 $

Voir les notes complémentaires.

ÉTAT CONSOLIDE DES FLUX DE TRESORERIE
(AU 31 MARS 2000)

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	2000	1999
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités suivantes :		
Exploitation		
Bénéfice net (perte nette) de l'exercice	**17 $**	(423)$
Montants imputés à l'exploitation ou portés à son crédit au cours de l'exercice mais n'entraînant pas de sorties de fonds (NOTE 16)	**226**	670
	243	247
Évolution nette des soldes du fonds de roulement hors caisse	**21**	21
	264	268
Financement		
Remboursements de la dette	**(175)**	(81)
Paiements au fonds d'amortissement	**(61)**	(70)
Émission d'obligations au titre de la dette à long terme	**50**	–
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**17**	(35)
	(169)	(186)
investissement		
Dépenses liées aux biens-fonds, aux installations et au matériel	**(95)**	(68)
Produit de l'aliénation et contributions des abonnés	**41**	3
Prestations de retraite reportées	**(13)**	(14)
Augmentation des autres charges reportées	**(1)**	–
	(68)	(79)
Rentrées nettes	**27**	3
Encaisse et placements à court terme		
Au début	**7**	4
À la fin	**34 $**	7 $

Voir les notes complémentaires.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (la « Société ») a été constituée en société de la Couronne de la Province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick. La mission de la Société consiste à fournir un approvisionnement continu d'électricité afin de répondre aux besoins actuels de même qu'aux mises en valeur futures de la Province. Elle vise également à favoriser l'économie et l'efficience dans la production, la distribution, l'approvisionnement, la vente et l'utilisation de l'électricité.

Les présents états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers comprennent les comptes de la Société et ceux de sa filiale détenue en propriété exclusive, N.B. Coal Limited (« N.B. Coal »).

a. Réglementation

La Société est réglementée en vertu d'un système de plafonnement des tarifs. Les augmentations apportées aux moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, en retenant le plus élevé des deux, sont assujetties à l'examen réglementaire et à l'approbation de la Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick (la « Commission des entreprises de service public »). La Société doit également soumettre une demande à la Commission des entreprises de service public avant d'engager des dépenses supérieures à 75 millions de dollars relativement à l'amélioration, à l'entretien ou au déclassement d'une centrale.

b. Biens-fonds, installations et matériel

Le prix coûtant des ajouts aux biens-fonds, aux installations et au matériel comprend le coût d'origine des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, des intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et des frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service.

Les intérêts durant la construction sont capitalisés mensuellement d'après le coût des emprunts à long terme. Lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf, les intérêts durant la construction sont passés en charges selon la valeur comptable nette du bien en question.

Les contributions aux frais de construction, qui incluent des montants reçus des abonnés de même que les subventions pour la recherche et le développement pour les nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes. Les montants reçus des abonnés sont amortis sur la durée d'utilisation prévue des biens en question.

Le coût des biens du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement cumulé. Quant aux autres biens-fonds, installations et matériel vendus, le coût et l'amortissement cumulé sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de l'aliénation est porté aux résultats.

La Société calcule l'amortissement de tous les biens à des taux permettant d'amortir leur prix coûtant, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement et toute modification est appliquée prospectivement. L'amortissement est interrompu provisoirement lorsque des biens importants sont mis hors service pour une période prolongée en vue de leur remise à neuf.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

L'amortissement de certaines pièces du matériel minier est calculé d'après une méthode d'amortissement croissant, le montant de l'amortissement étant fondé sur le montant du remboursement de la dette s'y rapportant requis au cours de l'exercice. Tous les autres biens sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des biens-fonds, des installations et du matériel qui ont fait l'objet de subventions.

Les principales catégories de biens-fonds, d'installations et de matériel ont été amorties suivant leur durée d'utilisation estimative comme suit :

Biens	Années
Centrales hydroélectriques	100
Centrales thermiques	35
Centrale nucléaire	25
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	35 à 55
Réseau de distribution	10 à 35
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Matériel minier	20 à 25

Chaque catégorie d'actif comprend des composantes qui sont amorties sur des durées d'utilisation inférieures à celles de leurs principales catégories d'actif correspondantes.

c. Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire qui viennent à échéance dans les trois mois suivant la date d'acquisition.

d. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures, ainsi que de combustibles, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

e. Escomptes, primes et frais d'émission de débentures et de billets

La Société amortit les escomptes et les primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

f. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens (CA) aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'ils ont fait l'objet d'une opération de couverture par l'intermédiaire de l'acquisition d'un contrat de change à terme, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains ou les pertes non matérialisés résultant de la conversion d'éléments à long terme sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie restante des actifs et des passifs monétaires correspondants, à l'exception des montants reliés au financement d'importants projets de construction en cours qui sont reportés jusqu'à l'achèvement des travaux, puis amortis sur la durée de vie restante des passifs monétaires correspondants. Le solde non amorti des gains ou des pertes de change reportés est accumulé dans un compte de différences de change non matérialisées qui figure au bilan sous la rubrique Charges reportées.

Les gains ou les pertes de change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont portés aux résultats.

g. Instruments financiers

DETTE À LONG TERME La dette à long terme est inscrite au bilan au prix coûtant. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts engagés pour échanger ou rembourser la dette.

INSTRUMENTS DÉRIVÉS La Société conclut des contrats de change à terme en vue de gérer le risque de change lié aux intérêts à payer sur la tranche de la dette à long terme libellée en dollars US et ce, pour des durées allant jusqu'à 18 mois. La Société conclut également des contrats sur taux d'intérêt afin de réduire l'effet de l'évolution des taux d'intérêt sur le refinancement prévu de la dette. La Société conclut également des contrats de swaps portant sur le pétrole afin de réduire l'effet des variations du coût du pétrole utilisé dans le cadre de son exploitation.

h. Produits

Les abonnés de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres abonnés a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période comptable sont estimés et inscrits aux comptes.

i. Gestion du combustible irradié et déclassement des installations

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relativement à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement de la centrale nucléaire pour que l'emplacement ne soit plus, par conséquent, assujetti à un usage restreint, la Société porte annuellement aux résultats des montants qui, majorés des intérêts, couvriront les coûts de ces activités futures à mesure qu'elles auront lieu. Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après une étude détaillée qui tient compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement de la centrale nucléaire, le coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanentes et la fluctuation prévue des taux d'intérêt et d'inflation. Quant au combustible nucléaire irradié, la charge annuelle est fonction de la quantité de combustible nucléaire utilisée chaque année, tandis que les coûts du déclassement de la tranche nucléaire sont imputés selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de vie de la centrale.

La Société constitue également une provision, au moyen d'une charge annuelle portée aux résultats, pour tenir compte des coûts estimatifs futurs qui découleront du déclassement de ses centrales thermiques. Le montant de cette charge, majoré des intérêts courus, servira à couvrir les coûts totaux des activités de déclassement à mesure qu'ils seront engagés.

Les montants imputés chaque année pour couvrir ces activités sont cumulés dans un compte de passif reporté incluant les intérêts, capitalisés annuellement, sur le total des montants perçus. Les intérêts sont calculés selon le taux d'emprunt à long terme de la Société et ils sont imputés aux résultats chaque année.

Les coûts engagés de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible irradié et du déclassement des installations sont imputés au compte du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible irradié, et en raison des diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour et effectue les redressements de façon prospective.

j. Régimes de retraite

Les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés.

1. PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES (suite)

La Société et ses employés versent des cotisations au régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite dans les services publics* et ses règlements. N.B. Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées contributif pour ses employés.

Les coûts des deux régimes de retraite sont déterminés au moyen d'une évaluation actuarielle fondée sur la méthode prospective au prorata des années de service ainsi que sur les hypothèses que la direction juge les plus probables. Les redressements résultant des modifications apportées aux régimes, des gains et pertes actuariels, des modifications apportées aux hypothèses actuarielles et de l'écart entre la valeur actuarielle des obligations au titre des prestations constituées et la valeur axée sur la valeur marchande de l'actif du régime de retraite sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés.

k. Allocations de retraite

La Société a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service continu. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

l. Programmes de retraite anticipée

Le coût total de ces programmes est imputé aux résultats dans l'année où le programme est mis sur pied, sans tenir compte de la date où les versements sont réellement effectués.

m. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

2. ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

	2000	1999
Encaisse	**31 $**	6 $
Placements à court terme	**3**	1
	34 $	7 $

3. VENTES

a) Les ventes d'électricité à la province du Nouveau-Brunswick et à d'autres sociétés d'État sont comptabilisées selon les tarifs commerciaux standard.

b) Les ventes d'électricité à l'extérieur de la province comprennent des ventes de 223 millions de dollars (183 millions en 1999) à des entreprises d'électricité aux États-Unis.

4. AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

	2000	1999
Amortissement	**188 $**	186 $
Charges liées au déclassement	**2**	3
	190 $	189 $

5. FRAIS DE FINANCEMENT

	2000	1999
Intérêts débiteurs sur débentures et autres emprunts	**309 $**	321 $
sur passifs reportés	**15**	14
	324	335
Moins le produit des fonds d'amortissement et des autres placements	**28**	35
	296	300
Frais de garantie du gouvernement provincial	**20**	21
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	**5**	4
Amortissement des différences de change non matérialisées	**12**	22
	333	347
Moins les intérêts capitalisés	**2**	1
	331 $	346 $

Les intérêts versés sur la dette au cours de l'exercice se sont établis à 314 millions de dollars (322 millions en 1999). Les intérêts reçus sur les placements au cours de l'exercice se sont établis à 28 millions de dollars (30 millions en 1999).

6. ENLÈVEMENT DES CANAUX DE COMBUSTIBLE

La Société a procédé à l'élimination, échelonnée sur une période de trois ans qui a débuté le 1er octobre 1995 et qui a pris fin le 30 septembre 1998, du compte de passif lié à l'enlèvement des canaux de combustible.

7. RADIATION DE LA CHARGE REPORTÉE – CENTRALE NUCLÉAIRE

En 1997-1998, la valeur comptable de la centrale nucléaire a été diminuée de 450 millions de dollars et une charge reportée de compensation a été comptabilisée. Cette mesure tenait compte des efforts visant à trouver une nouvelle source de produits potentiels afin de recouvrer les 450 millions de dollars. En 1998-1999, la Société n'a pas été en mesure de trouver la source de produits nécessaire, et la charge reportée a été radiée du bénéfice net.

8. BIENS-FONDS, INSTALLATIONS ET MATÉRIEL

	2000		1999	
	Coût	Amortissement cumulé	Coût	Amortissement cumulé
Centrales électriques	**3 731 $**	**1 648 $**	3 728 $	1 492 $
Réseau de transport	**252**	**111**	249	106
Postes et sous-stations	**389**	**185**	390	175
Réseau de distribution	**651**	**256**	636	240
Bâtiments et biens-fonds	**56**	**24**	57	24
Communications et systèmes informatiques	**59**	**19**	32	17
Matériel minier et actifs correspondants	**74**	**50**	74	44
Véhicules	**45**	**29**	38	27
Actifs divers	**18**	**11**	17	8
Construction en cours	**54**	–	42	–
	5 329 $	**2 333 $**	5 263 $	2 133 $

9. DIFFÉRENCE DE CHANGE NON MATÉRIALISÉE, MOINS LES MONTANTS AMORTIS

	2000	1999
Différence de change à la date du bilan	**167 $**	204 $
Moins l'amortissement cumulé	**61**	49
	106 $	155 $

10. PRESTATIONS DE RETRAITE REPORTÉES

Comme en fait mention la note 1j), les employés de la Société souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick (régime de retraite dans les services publics). Des évaluations actuarielles sont effectuées régulièrement en vue de déterminer le coût des prestations de retraite et d'établir le montant requis des cotisations. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite dans les services publics a été effectuée le 1er avril 1997.

La méthode d'évaluation actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction ou du promoteur en vue de déterminer la valeur actualisée des obligations au titre des prestations constituées, à partir d'une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt s'appliquant sur les prestations constituées et le taux de rendement de l'actif utilisés aux fins de ces calculs s'établissent à 8,42 %.

Les coûts et obligations découlant du régime de retraite dans les services publics et du régime de complémentaire de retraite de N.B. Coal attribuables à la quote-part de la Société de ces régimes se résument au 31 mars 2000 à ce qui suit :

	2000	1999
Actif de la caisse de retraite (valeur marchande)	**654 $**	540 $
Obligations au titre des prestations constituées	**554 $**	512 $
La charge de retraite de l'exercice se compose de ce qui suit :		
Coût des prestations pour l'exercice	**8 $**	6 $
Intérêts sur les prestations constituées	**44**	40
Intérêts sur l'actif de la caisse de retraite	**(45)**	(45)
Amortissement du solde excédentaire transitoire	**(1)**	(1)
Amortissement des gains/pertes	**(3)**	1
Charge de retraite	**3 $**	1 $

L'excédent de l'ensemble des cotisations versées au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 38 millions de dollars (25 millions en 1999), a été viré à un compte d'actif sous la rubrique Charges reportées.

11. OBLIGATION AU TITRE DES ALLOCATIONS DE RETRAITE

La Société a constitué pour les employés le programme d'allocations de retraite décrit à la note 1k). Les calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Société au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires jusqu'à la date normale de retraite. Le taux d'intérêt servant au calcul de ces obligations s'élevait à 6 %. Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 1998.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 25 millions de dollars au 31 mars 2000 (23 millions en 1999). La charge de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2000 s'établissait à 4 millions de dollars (4 millions en 1999). Le montant cumulatif passé en charges en excédent des montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite a été présenté à titre de passif sous la rubrique Passif reporté.

12. DETTE À LONG TERME

	2000	1999
Débentures garanties par la province du Nouveau-Brunswick	**211 $**	363 $
Débentures détenues par la province du Nouveau-Brunswick	**2 930**	3 017
	3 141	3 380
Moins : paiements exigibles à moins d'un an	**234**	130
	2 907 $	3 250 $

Débentures et billets

Échéance	Taux d'intérêt moyen	Canadiens	Américains	2000	1999
Exercices se terminant les 31 mars :					
2000	–	– $	– $	**– $**	100 $
2001	10,6 %	251	–	**251**	251
2002	9,6 %	250	–	**250**	250
2003	8,0 %	500	174	**674**	681
2004	7,5 %	100	–	**100**	100
2005	–	–	–	–	–
1 à 5 ans	8,8 %	1 101	174	**1 275**	1 382
6 à 10 ans	9,5 %	570	–	**570**	620
11 à 30 ans	8,7 %	500	785	**1 285**	1 365
Débentures et billets		2 171 $	959 $	**3 130**	3 367
Emprunt remboursable en versements annuels comprenant le capital et les intérêts, à des taux variant de 4,5 % à 8,25 % par année jusqu'en 2011.				**11**	13
Total de la dette à long terme				**3 141 $**	3 380 $

Le solde des débentures libellées en dollars américains en circulation au 31 mars 2000 s'élevait à 660 millions de dollars US.

Le taux d'intérêt moyen pondéré de toutes les débentures et de tous les billets en circulation au 31 mars 2000 est de 8,88 % (9,07 % en 1999).

Remboursement de la dette à long terme

Les versements sur la dette à long terme et les obligations relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 2000 sont les suivants pour chacun des exercices compris dans la période de cinq ans se terminant le 31 mars 2005 :

	Versements de la dette et obligations relatives au fonds d'amortissement
Exercice se terminant le 31 mars :	
2001	234 $
2002	243
2003	603
2004	106
2005	19

Les taux de change en vigueur au 31 mars 2000 sont utilisés pour la dette libellée en devises étrangères.

12. DETTE À LONG TERME (suite)

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Société, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures, le cas échéant. Les revenus des fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société. Les débentures de la Société détenues dans le fonds sont annulées à leur échéance ou à la date de leur remboursement. Les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, sauf lorsqu'il n'existe aucun droit de compensation juridiquement exécutoire. Les montants n'ayant fait l'objet d'aucune compensation, qui totalisent 17 millions de dollars (56 millions en 1999), ont été reclassés à titre de placements.

Frais de garantie

La Société paie annuellement des frais de garantie à la province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total, comme à la fin de l'exercice précédent, de la dette à long terme garantie par la Province, des débentures détenues par la Province et de la dette à court terme envers la Province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement.

13. DETTE À COURT TERME

La Société emprunte, à des fins temporaires, des fonds de la province du Nouveau-Brunswick. Les emprunts à court terme contractés auprès de la province du Nouveau-Brunswick totalisent 176 millions de dollars au 31 mars 2000 (159 millions en 1999).

À l'occasion, la Société peut également contracter des emprunts auprès de banques, lesquels sont remboursables sur demande. La Société dispose de marges de crédit bancaire, garanties par la province du Nouveau-Brunswick, pour des emprunts à court terme totalisant 104 millions de dollars.

N.B. Coal a des marges de crédit bancaire qui sont garanties par une cession générale des créances.

14. GESTION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ ET DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS

	2000	1999
Gestion du combustible irradié	**109 $**	104 $
Déclassement nucléaire	**86**	82
Déclassement thermique	**14**	11
	209 $	197 $

L'obligation ne fait l'objet d'aucun financement.

15. AUTRES PASSIFS REPORTÉS

	2000	1999
Programmes de retraite anticipée	**27 $**	20 $
Programme d'allocations de retraite	**6**	4
	33	24
Moins : les montants échéant à moins d'un an	**3**	3
	30 $	21 $

16. MONTANTS IMPUTÉS À L'EXPLOITATION OU PORTÉS À SON CRÉDIT AU COURS DE L'EXERCICE MAIS N'ENTRAÎNANT PAS DE SORTIES DE FONDS

	2000	1999
Amortissement et déclassement	**190 $**	189 $
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	**5**	4
Amortissement des différences de change non matérialisées	**12**	22
Aliénation de combustible nucléaire pendant l'exercice	**(2)**	(1)
Intérêts liés à la gestion du combustible irradié et au déclassement des installations	**12**	11
Programmes de retraite anticipée et d'allocations de retraite	**9**	4
	226	229
Radiation de la charge reportée – centrale nucléaire	**–**	450
Virement du compte d'enlèvement des canaux de combustible	**–**	(9)
	226 $	670 $

17. INSTRUMENTS FINANCIERS

Gestion du risque de change

Au 31 mars 2000, la Société détenait des contrats de change à terme en vertu desquels elle s'était engagée à acheter une somme totalisant 105 millions de dollars américains (71 millions de dollars américains en 1999). Le cours du change moyen pondéré garanti par ces contrats s'établit à 1,4521 $ CA.

La juste valeur des contrats de change à terme s'élève, au 31 mars 2000, à 151 millions de dollars (108 millions en 1999). Si les contrats avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2000, la perte aurait été négligeable.

Gestion du risque lié au prix du pétrole

Au 31 mars 2000, la Société détenait des contrats portant sur des swaps de prix de pétrole d'un montant total de 20 millions de dollars (40 millions en 1999) échéant au cours du prochain exercice. En 1999, une tranche de 18 millions de ces contrats, d'une juste valeur de 14 millions de dollars, représentait des contrats de swap conclus au nom d'un client. Les gains ou pertes relatifs à ces contrats appartenaient au client.

La juste valeur marchande des swaps de prix de pétrole s'établissait à 24 millions de dollars au 31 mars 2000 (37 millions en 1999).

En vertu des accords conclus, la Société convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est pris en compte dans le coût du combustible.

Si les contrats pour lesquels la Société accumule des gains ou des pertes avaient fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2000, le gain se serait élevé à 4 millions de dollars (1 million en 1999).

Gestion du risque de taux d'intérêt

La Société a conclu un swap de taux d'intérêt qui entre en vigueur le 1er octobre 2002 et prend fin le 1er octobre 2012. Le montant nominal de référence du contrat s'établit à 50 millions de dollars. La Société versera un taux fixe de 6,521 %. Si le contrat avait fait l'objet d'un règlement au 31 mars 2000, la perte aurait été négligeable.

17. INSTRUMENTS FINANCIERS (suite)

Juste valeur de la dette et des fonds d'amortissement

Au 31 mars 2000, la juste valeur estimative de la dette à long terme s'établissait à 3 448 millions de dollars, contre une valeur comptable qui se chiffrait à 3 141 millions (3 970 millions contre 3 380 millions en 1999). Au 31 mars 2000, la juste valeur estimative de l'ensemble des fonds d'amortissement s'établissait à 362 millions de dollars, contre une valeur comptable qui se chiffrait à 346 millions de dollars (395 millions contre 361 millions en 1999).

18. ENGAGEMENTS

Quai de Belledune

La Société a conclu un contrat de location-exploitation d'une durée de vingt ans pour louer les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de vingt ans et des charges annuelles d'environ 4,5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

La Société a conclu un contrat de location du site d'une durée de vingt ans, prenant fin en 2021, assorti d'une option de prorogation de cinq ans, portant sur la location de l'infrastructure actuelle du site à un tiers afin de faire de la tranche actuelle de 100 MW une tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel.

La Société a également conclu un contrat d'accès à la transmission et d'achat d'électricité connexe d'une durée de vingt ans, prenant fin en 2021, assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. La Société achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche à cycle combiné de 280 MW fonctionnant au gaz naturel au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars, et à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

Contrat de transport du gaz

La Société a conclu un contrat d'une durée de quinze ans portant sur le transport du gaz naturel vers la centrale de Courtenay Bay. Le coût du transport, débutant le 1er novembre 2000 ou à la date à laquelle les installations de transport seront mises en service, sera recouvré auprès du locataire de la centrale, lequel est mentionné dans le contrat de location.

Matériel informatique

Au cours de l'exercice, la Société a conclu des contrats de location-exploitation portant sur du matériel informatique. Les paiements de location minimaux futurs relatifs à ces contrats s'établissent comme suit :

	2000	1999
2001	**4 $**	–
2002	**3**	–
	7 $	–

19. ÉVENTUALITÉ

N.B. Coal a une responsabilité continue envers l'environnement consistant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Les frais permanents de traitement s'élèvent à environ 0,5 million de dollars par année.

20. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres de l'exercice 1999 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 2000.

BILAN DE LA PRODUCTION

(EN MILLIONS DE KWH)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Hydroélectrique	**3 018**	2 696	2 357	2 860	2 731
Thermique	**9 761**	12 430	10 914	8 157	8 508
Nucléaire	**4 323**	4 970	3 962	3 777	1 703
Turbines à combustion	**19**	3	9	1	8
Achats	**4 712**	2 568	3 148	3 908	6 274
Production brute et achats	**21 835**	22 667	20 390	18 703	19 224
Auxiliaires	**985**	1 092	1 004	904	842
Production nette et achats	**20 850**	21 575	19 386	17 799	18 382
Pertes – transformation et transport	**688**	663	627	677	738
Énergie totale disponible pour la distribution	**20 162**	20 912	18 759	17 122	17 644

BILAN DES VENTES

(EN MILLIONS DE KWH)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Ventes					
Ventes en gros	**1 126**	1 069	1 091	1 094	1 068
Usage industriel	**5 924**	5 985	6 003	5 604	5 620
Usage général	**2 093**	2 036	2 066	2 048	2 023
Usage domestique	**4 371**	4 387	4 575	4 441	4 418
Éclairage public	**73**	72	71	69	69
Ventes totales dans la province	**13 587**	13 549	13 806	13 256	13 198
Interconnexions	**6 255**	7 048	4 771	3 548	4 140
Ventes totales	**19 842**	20 597	18 577	16 804	17 338
Usage interne					
Pertes de distribution	**320**	315	182	318	306
Distribution et vente totale d'énergie	**20 162**	20 912	18 759	17 122	17 644

Remarque : En 1997-1998, les pertes de distribution comprennent 263,5 GWh moins un rajustement de 81,6 GWh pour 1996-1997.

BILAN DES VENTES

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Ventes en gros	**71 $**	68 $	69 $	69 $	67 $
Usage industriel	**288**	283	280	263	258
Usage général	**176**	170	168	163	158
Usage résidentiel	**340**	335	336	315	303
Éclairage public	**13**	16	16	15	15
Ventes totales dans la province	**888**	872	869	825	801
Interconnexions	**330**	304	244	182	187
Ventes de puissance	**1 218**	1 176	1 113	1 007	988
Divers	**30**	28	27	30	30
Revenu total	**1 248 $**	1 204 $	1 140 $	1 037 $	1 018 $

BILAN DE LA PRODUCTION PROVINCIALE (EN MILLIONS DE KWH)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Hydroélectrique	**3 019**	2 696	2 357	2 859	2 731
Charbon	**3 677**	3 065	3 291	3 375	3 620
Mazout lourd	**1 796**	3 114	3 496	1 976	1 938
Orimulsion[MD]	**1 830**	1 509	1 699	1 550	1 440
Nucléaire	**3 980**	4 558	3 640	3 479	1 634
Turbines à combustion	**4**	1	4	1	1
Achats	**1 249**	574	1 116	1 894	3 705
Production brute et achats	**15 555**	15 517	15 603	15 134	15 069
Auxiliaires	**962**	989	988	882	828
Production nette et achats	**14 593**	14 528	14 615	14 252	14 241
Pertes – transformation et transport	**684**	663	627	677	738
Énergie totale disponible pour la distribution	**13 909**	13 865	13 988	13 575	13 503

DEMANDE ET CAPACITÉ DE PRODUCTION DE POINTE[1] (EN MW)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Capacité de production nette du parc	**4 119**	4 119	4 119	4 111	4 111
Achats de puissance garantie	**49**	49	49	49	10
Ressources totales disponibles	**4 168**	4 168	4 168	4 160	4 121
Demande de pointe provinciale nette	**2 856**	2 786	2 792	2 832	2 826
Exportations garanties	**427**	531	492	487	462
Réserve d'exploitation	**629**	684	684	687	725
Total de la demande garantie	**3 912**	4 001	3 968	4 006	4 013

[1] Ces données sont calculées d'après la demande de pointe qui a eu lieu le 18 février 2000. Le 31 mars 2000, la puissance génératrice nette du système a diminué de 200 MW, ce qui représente la vente de deux turbines à combustion excédentaires (de 100 MW chacune).

STATISTIQUES D'EXPLOITATION (AU 31 MARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Lignes de transport (en km)	**6 660**	6 660	6 660	6 660	6 660
Circuits de distribution (en km)	**25 621**	25 475	25 475	25 326	25 246
Nombre d'abonnés résidentiels	**280 513**	276 360	274 116	271 759	269 190
Nombre d'abonnés industriels	**1 847**	1 834	1 832	1 764	1 706
Nombre d'abonnés – usage général	**23 345**	23 103	22 985	22 948	23 019
Nombre d'abonnés – sans compteur[2]	**3 250**	2 116	2 573	2 538	2 601
Abonnés directs	**305 705**	303 413	301 506	299 009	296 516
Abonnés indirects	**41 678**	40 673	40 589	40 541	40 606
Total des abonnés	**347 383**	344 086	342 095	339 550	337 122
Nombre d'employés permanents	**2 445**	2 463	2 450	2 485	2 463
Nombre d'employés temporaires	**84**	69	55	40	100
Nombre d'employés – N.B. Coal Limited	**102**	103	103	101	144

[2] Auparavant classés sous abonnés - éclairage public. La nouvelle appellation permet maintenant d'inclure les abonnés avec chauffe-eau à tarif fixe.

RÉSUMÉ DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Recettes dans la province	**888 $**	872 $	869 $	825 $	801 $
Recettes hors de la province	**330**	304	244	182	187
Divers	**30**	28	27	30	30
Total des combustibles et des achats d'électricité	**395**	374	404	332	357
Exploitation, entretien et administration	**315**	277	258	266	281
Amortissement et déclassement	**190**	189	177	184	143
Frais de financement	**331**	346	344	342	300
Bénéfice (perte) avant transferts et radiation	**17**	18	(43)	(87)	(63)
Normalisation de la production	**0**	–	–	33	49
Transfert du compte des canaux de combustible	**0**	9	22	35	22
Bénéfice (perte) avant radiation	**17**	27	(21)	(19)	8
Radiation d'une charge	**0**	450	–	–	–
Bénéfice net (perte)	**17 $**	(423) $	(21) $	(19) $	8 $
Ratio de la couverture de l'intérêt[1]	**1,06 x**	1,06 x	,86 x	,72 x	,80 x

[1] Couverture de l'intérêt = [bénéfice net avant transferts et radiation + (frais d'intérêt – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements)] / (frais d'intérêt – bénéfice provenant du fonds d'amortissement et d'autres placements).

DONNÉES TIRÉES DU BILAN

(AU 31 MARS, EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Actif					
Bien-fonds, installations et équipement	**2 996 $**	3 130 $	3 252 $	3 818 $	3 926 $
Actif à long terme	**17**	56	70	57	110
Actif à court terme	**285**	275	274	284	354
Charges reportées	**166**	205	601	134	137
Actif total	**3 464 $**	3 666 $	4 197 $	4 293 $	4 527 $
Passif					
Dette à long terme	**2 578 $**	2 945 $	3 075 $	3 170 $	3 283 $
Passif courant	**628**	501	483	450	494
Passif reporté	**239**	218	214	226	284
Capitaux propres	**19**	2	425	447	466
Total du passif et des capitaux propres	**3 464 $**	3 666 $	4 197 $	4 293 $	4 527 $
Ratio d'endettement[2]	**99 %**	100 %	89 %	89 %	89 %

[2] Ratio d'endettement = [dette/(dette + capitaux propres)], où la dette = [(dette à long terme + dette à court terme + gestion du combustible irradié et déclassement de la centrale + enlèvement des canaux de combustible) – (espèces et investissements à court terme – investissements dans un fonds d'amortissement)].

DONNÉES FINANCIÈRES

(EN MILLIONS DE DOLLARS)	1999-2000	1998-1999	1997-1998	1996-1997	1995-1996
Frais de financement					
Frais d'intérêt	**324 $**	335 $	338 $	350 $	366 $
Revenu tiré des fonds d'amortissement et d'autres placements	**(28)**	(35)	(31)	(41)	(43)
Frais de garantie du gouvernement provincial	**20**	21	22	22	22
Amortissement de l'escompte et des frais liés aux débentures	**5**	4	4	4	5
Amortissement du change non matérialisé	**12**	22	12	10	12
Intérêts capitalisés	**(2)**	(1)	(1)	(3)	(62)
Frais de financement nets	**331 $**	346 $	344 $	342 $	300 $
Autres statistiques					
Augmentation tarifaire	**0 %**	2,9 %	2,9 %	2,9 %	2,0 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	**1,6 %**	0,6 %	1,8 %	1,5 %	1,5 %
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick)	**2,0 %**	2,3 %	2,0 %	1,5 %	2,5 %
Frais d'investissement (en millions)	**95 $**	68 $	61 $	73 $	168 $
Modifications de la dette totale (en millions) (nette des fonds d'amortissement, des espèces et des investissements)	**(233)$**	(123)$	(44)$	(53)$	30 $
Répartition en pourcentage de la dette à long terme :					
Dollar canadien	**69,0 %**	70,0 %	71,0 %	70,0 %	70,0 %
Dollar américain	**31,0 %**	30,0 %	29,0 %	30,0 %	30,0 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**8,9 %**	9,1 %	9,1 %	9,1 %	9,1 %

RÉGIE D'ENTREPRISE

La mission d'Énergie NB consiste à « assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, en permettre le développement futur et promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, de la distribution, de la fourniture, de la vente et de l'utilisation de l'énergie ». Le conseil d'administration d'Énergie NB et la direction se sont engagés à suivre des normes élevées de régie d'entreprise et estiment qu'un bon système de régie d'entreprise contribuera à la réalisation de cette mission.

Au cours des deux dernières années, Énergie NB a officialisé et renforcé ses pratiques de régie d'entreprise. Celles-ci sont conformes aux recommandations de plusieurs organismes étudiant les questions de régie d'entreprise, entre autres : la Bourse de Toronto (la directive TSE) et le Conference Board du Canada.

MANDAT DU CONSEIL

Le conseil d'administration est plus particulièrement responsable de :

> l'adoption d'un processus de planification stratégique ;
> la mise en place des systèmes nécessaires à l'identification et à la gestion des principaux risques financiers ;
> la mise en vigueur de la planification de la relève à la haute direction ;
> la politique de communication ;
> la vérification de l'intégrité des systèmes de comptabilité interne et de renseignements de gestion.

Sous la conduite générale du Conseil, la direction est chargée de l'exploitation d'Énergie NB et peut mettre en œuvre des initiatives stratégiques autorisées, dans les limites du cadre budgétaire fixé et des politiques de la Société.

COMPOSITION DU CONSEIL

Le conseil d'administration se compose de dix administrateurs, tous indépendants, et du président et chef de la direction, nommé d'office. Le terme « indépendants » signifie que les administrateurs n'entretiennent aucun lien avec la direction et qu'ils ne sont pas en conflit d'intérêts, ce qui leur permet de faire des choix qui servent les meilleurs intérêts de la Société. À l'occasion, le Conseil et ses comités tiennent des séances à huis clos (en l'absence de la direction).

COMITÉS DU CONSEIL

Le conseil d'administration a mis en place des systèmes et des comités pour gérer et superviser efficacement les principaux risques financiers auxquels s'expose la Société. Voici une description de ces comités, de leurs mandats et de leurs activités. Tous ces comités font un compte rendu de leurs discussions à chacune des séances ordinaires du Conseil.

Comité des ressources humaines et de régie d'entreprise

Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise revoit la stratégie, les politiques et les programmes de ressources humaines de la Société. Ainsi, il s'assure du respect de l'objectif fixé : attirer le personnel le plus compétent du marché concurrentiel actuel et le garder. Le comité est aussi chargé de concevoir des manières d'aborder les problèmes de régie, et de les superviser. De plus, le comité traite continuellement les divers aspects de l'évaluation et de la rémunération de la haute direction.

Comité de vérification

Le comité de vérification a reçu le mandat d'évaluer l'intégrité de la présentation des données financières, des contrôles internes et des processus de vérification de la Société. Le comité établit des liaisons directes avec les vérificateurs externes de la Société et les rencontre périodiquement, en l'absence de la direction. Ce comité doit aussi surveiller l'élaboration et l'application des plans de gestion des risques financiers et des méthodes de contrôle.

Comité de l'environnement

Le comité de l'environnement doit réviser l'énoncé de la politique environnementale de la Société et conseiller le Conseil sur sa pertinence. Le comité observe la mise en œuvre des programmes de gestion de l'environnement au sein de la Société. Il revoit aussi le *Rapport de rendement environnemental*, un compte rendu autonome où sont précisés les réalisations et les défis environnementaux de la Société. Au moyen d'examens et de conversations, des vérificateurs externes, dans le cadre d'une vérification comptable normale, évaluent annuellement l'intégralité, la valeur et la divulgation des problèmes et des éventualités reliés à l'environnement et présentés dans les états financiers de la Société.

REMPLIR LA FONCTION DE GÉRANCE DU CONSEIL

Dans le but d'aider ses membres à remplir leur fonction de gérance, le Conseil a élaboré des encadrements pour définir la portée de leurs fonctions et responsabilités ainsi qu'un processus d'évaluation de l'efficacité du Conseil et d'autoévaluation des membres, ce dernier étant coordonné par le président du comité des ressources humaines et de régie d'entreprise. Ces évaluations ont pour objet d'améliorer l'efficacité du Conseil, en offrant l'occasion de revoir les méthodes et de rappeler aux administrateurs leur contribution indispensable au pouvoir concurrentiel actuel et futur de la Société. Un programme d'orientation en règle a aussi été mis en œuvre pour les nouveaux administrateurs. Le conseil d'administration fixe annuellement les objectifs commerciaux et les points stratégiques dévolus au président et chef de la direction. Le Conseil observe et revoit le rendement du président et chef de la direction sur une base annuelle.

RESPECT DES ENCADREMENTS DE RÉGIE D'ENTREPRISE

Dans la perspective de l'amélioration continue de son approche en régie d'entreprise, le conseil d'administration a, au cours des dernières années, lancé les initiatives suivantes :

> Il a revu les plans à long terme, les programmes, les objectifs de rendement et les budgets de la direction. Le Conseil aborde régulièrement les problèmes touchant à la planification stratégique au cours des séances ordinaires ;

> Le Conseil, par le truchement de son comité de vérification, a approuvé une politique de gestion des risques, un processus qui permettra d'identifier, d'évaluer, de suivre et de gérer les risques financiers à travers toute la Société. Cela permettra d'optimaliser la valeur et d'améliorer la prise de décisions. Le programme de gestion des risques de la Société offre une approche plus générale, plus normalisée de la gestion des risques financiers. Nous avons procédé à l'évaluation des risques opérationnels dans les unités commerciales de Production, de Transport et Distribution, de Nucléaire, de Services à la clientèle et Commercialisation. Ensuite, nous avons élaboré des plans d'actions, et le comité de vérification étudie présentement les résultats obtenus. Depuis avril 1999, les services de vérification interne sont impartis et leur champ de concentration porte maintenant sur l'évaluation des risques financiers ;

> Le comité de l'environnement s'est attaché à l'implantation de systèmes de gestion environnementale, aux vérifications environnementales, aux enjeux environnementaux provinciaux, au renouvellement de permis d'exploitation et aux programmes de surveillance du rayonnement et de gestion des déchets à la centrale de Point Lepreau ;

> Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise s'assure que la Société fait diligence en matière de santé et sécurité du personnel et du public. Le comité a reçu des comptes rendus réguliers sur le système de gestion de la conformité en matière de santé et de sécurité et sur le programme de sécurité du public. Le comité a revu le rendement de sécurité de l'entreprise à chacune de ses séances ordinaires ;

> Le président du comité des ressources humaines et de régie d'entreprise coordonne aussi le processus d'évaluation de l'efficacité du Conseil et d'autoévaluation des membres. Chaque administrateur a rempli une autoévaluation et une évaluation de l'efficacité du Conseil. À la suite de ces évaluations, des conversations ont eu lieu sur des points d'intérêt spéciaux et une ligne de conduite a été mise en place ;

> Nous avons instauré des programmes pour étudier la question de la planification de la relève à la haute direction de la Société ;

> Sous l'égide de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE) et d'Énergie NB, un congrès des comités d'amélioration du milieu de travail a été tenu en janvier 2000. Subséquemment, nous avons organisé des séances de sensibilisation du personnel, appelées « Rapprochement 2000 », qui ont servi de tribunes ouvertes à des discussions libres sur l'exploitation courante et l'orientation future de la Société. En janvier 2000, Énergie NB a inauguré son site Internet, un autre moyen de communiquer avec la clientèle et de lui offrir des services. Cette réalisation s'ajoute au programme de communication « Nouveaux outils » de la Société, lequel comporte une initiative d'identité visuelle, une publicité de sensibilisation du public à la sécurité et une norme graphique pour les publications et le service à la clientèle.

COMITÉS DU CONSEIL

Le comité de vérification revoit l'information financière, les systèmes de contrôle interne et les processus de vérification. Il est composé de : M^me^ Barbara S. Bender et MM. Lino J. Celeste (président) ; Max Lewis ; Jean-Marc Violette et Philippe DesRosiers.

Le comité de l'environnement révise la politique environnementale et les programmes de protection. Il est constitué de : MM. Richard Tingley (président) ; J.W. (Jim) Purcell ; Philippe DesRosiers ; Roger Clinch et Jean-Marc Violette.

Le comité des ressources humaines et de régie d'entreprise supervise les études de stratégies en ressources humaines et suit de près les problèmes de régie. Ses membres sont : MM. J.W. (Jim) Purcell (président) ; Max Lewis ; Lino J. Celeste ; Alvin Brun et Bernard Cyr.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

MAX LEWIS – PRÉSIDENT DU CONSEIL > En 1996, après vingt-six ans dans la fonction publique provinciale, M. Lewis a pris sa retraite. Il a été titulaire des postes de chef de la direction de la Société des alcools du Nouveau Brunswick ; de sous-ministre de l'Approvisionnement et des Services et de sous-ministre des Finances.

JEAN-MARC VIOLETTE – VICE-PRÉSIDENT DU CONSEIL > M. Violette est gestionnaire d'exploitations agricole et forestière à St. Leonard. Il a été très actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

JAMES F. HANKINSON – PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION > Depuis 1996, M. Hankinson occupe la fonction de président et chef de la direction d'Énergie NB. Il siège aussi au conseil d'administration de plusieurs sociétés canadiennes, entre autres, CAE Inc. et Aliments Maple Leaf Inc.

LINO J. CELESTE > M. Celeste remplit présentement la fonction de président du conseil d'administration d'Aliant Inc. et de la Fondation Saint John. Il siège aussi au conseil d'administration de la Financière Manuvie.

ALVIN BRUN > M. Brun, ancien président et chef de la direction d'Enviro Industries, agit maintenant comme président et chef de la direction de Kanalflakt Inc., fabricant international de systèmes de ventilation. Il a aussi siégé à la table ronde du Premier ministre sur l'environnement et l'économie.

J.W. (JIM) PURCELL > M. Purcell, ancien vice-président-directeur de Ganong Brothers Ltd., est maintenant membre du conseil d'administration de cette société. Il a aussi occupé, autrefois, la fonction de président du conseil d'administration de l'Atlantic Health Sciences Corporation.

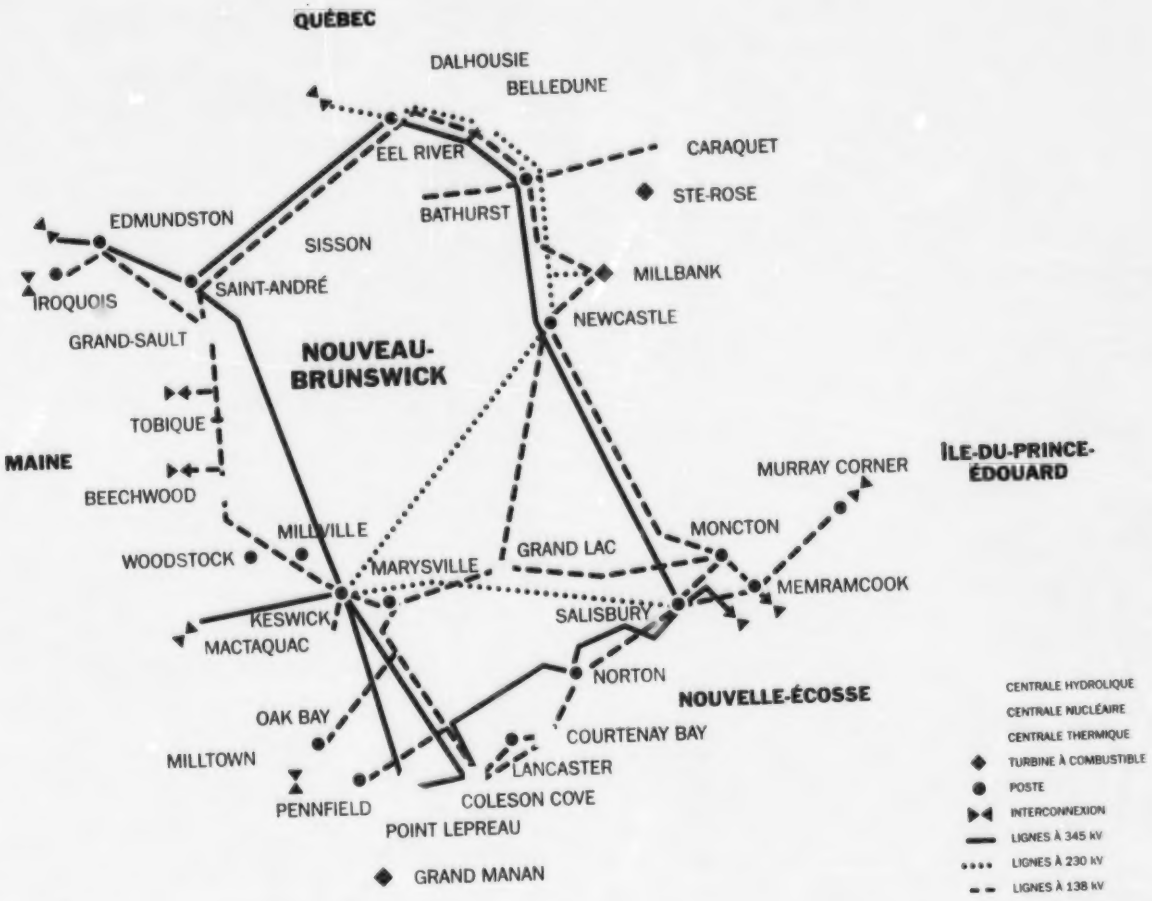
RICHARD TINGLEY > M. Tingley, ancien propriétaire et dirigeant de Tingley's Save Easy à Fredericton, œuvre dans le commerce privé. Il a aussi occupé la fonction de président du conseil des gouverneurs de l'Université du Nouveau-Brunswick et est, à présent, membre de la Commission de l'enseignement supérieur des provinces Maritimes.

BERNARD CYR > M. Cyr, propriétaire de Cyr Holdings (qui dirige l'hôtel Château Moncton), travaille à développer des biens à usage commercial et exploite plusieurs restaurants (Pizza Delight et Tim Hortons). M. Cyr est aussi propriétaire et franchiseur du groupe Dooly's. Il a été président du YMCA de Moncton. Il est aujourd'hui membre du conseil d'administration d'Assomption Vie et siège à la Commission de développement du Canada atlantique, pour le compte de la Banque Nationale et de l'Université de Moncton.

BARBARA S. BENDER, CA > M^me^ Bender est vice-présidente de Spartan Systems à Saint John et a été directrice administrative de l'Institut des comptables agréés du Nouveau-Brunswick.

PHILIPPE DESROSIERS > Vice-président à la Banque Nationale, M. DesRosiers est chargé de la banque des particuliers et des services bancaires aux petites, moyennes et grandes entreprises.

ROGER CLINCH > M. Clinch occupe la fonction de cadre supérieur chez Noranda au Nouveau-Brunswick, où il est responsable des services de communication et de renseignements.



DONNÉES SUR LES CENTRALES
CAPACITÉ DE PRODUCTION NETTE

Hydro-électriques	
Milltown	4 MW
Tobique	20 MW
Sisson	9 MW
Grand-Sault	66 MW
Beechwood	113 MW
Mactaquac	672 MW
Total	884 MW

Nucléaire	
Point Lepreau	635 MW

Thermiques	
Grand Lac	57 MW
Courtenay Bay	253 MW
Dalhousie	300 MW
Coleson Cove	1 006 MW
Belledune	458 MW
Total	2 074 MW

Turbines à combustion	
Grand Manan	28 MW
Millbank	198 MW
Ste-Rose	100 MW
Total	326 MW